



Micael Ivan Gomes Feliciano

Licenciado em Engenharia Civil

ESTUDO DA IMPLANTAÇÃO *OFFSHORE* DE TURBINA EÓLICA SOBRE TORRE TRELIÇADA EM BETÃO PRÉ-ESFORÇADO

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Energias
Renováveis Conversão Elétrica e Utilização Sustentável

Orientador: Doutor Carlos Manuel Chastre Rodrigues – FCT/UNL

Co-orientador: Doutor João Miguel Murta Pina – FCT/UNL

Júri:

Presidente: Doutora Anabela Monteiro Gonçalves Pronto – FCT/UNL

Arguente: Doutor Válder José da Guia Lúcio – FCT/UNL



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Fevereiro de 2014

Copyright Micael Feliciano, FCT/UNL e UNL

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Eis que chega ao fim dois anos de estudos que culmina com a entrega da dissertação de mestrado. O meu agradecimento vai desde as pessoas que apoiaram na decisão de fazer este mestrado, pelas pessoas com quem trabalhei, pelas pessoas que partilharam os seus conhecimentos e pelas pessoas que estiverem presentes em todos os momentos.

O primeiro agradecimento vai para o meu Pai na Fé. Acredito que Ele sempre me guiou pelos caminhos sinuosos da minha vida e que sem Ele não teria conseguido terminar mais esta etapa da minha vida. Aos meus pais e família, que me apoiaram incondicionalmente em tudo aos quais ficarei para sempre grato. Aos amigos que sempre estiveram disponíveis quando precisei deles.

À minha namorada pelo seu precioso apoio, nos altos e baixos, ao longo de todo o mestrado. Sem ela teria sido bem mais difícil ultrapassar algumas barreiras.

Aos meus colegas de mestrado que criaram um espírito de camaradagem e que me ajudaram a superar as mais variadas disciplinas, ao Eng.º Nuno Ferreira, que me ajudou a compreender a linguagem do Matlab e ao Tiago Silva, pelos seus úteis conhecimentos em Economia.

Ao secretariado do Departamento de Engenharia Civil (DEC) da faculdade, pela promoção do seminário *PrecastWind* 2012. Se não fosse essa divulgação, provavelmente teria tido mais dificuldade em encontrar/criar um tema para a dissertação, que combinasse os conhecimentos da licenciatura com os adquiridos no mestrado.

Ao meu orientador, agradeço imenso a sua disponibilidade, as muitas horas de trabalho despendidas comigo, pelos seus ensinamentos, pelo seu entusiasmo pelos sucessivos avanços alcançados e pela persistência e perspicácia na resolução de problemas.

Ao meu co-orientador, pelos ensinamentos transmitidos antes da dissertação pois tiveram a sua cota parte de influência na escolha do tema. Pela sua disponibilidade e conhecimentos nesta área e também pela capacidade de resolução de problemas.

Ao professor Corneliu Cismasiu, por ter fornecido o seu programa de geração artificial de acelerogramas. O seu uso foi fundamental para a representação da ação sísmica na análise não linear realizada.

A realização desta dissertação foi também fruto da colaboração de muitos profissionais, que disponibilizaram o seu tempo e partilharam conhecimentos, para que fosse possível o desenvolvimento e resultados alcançados.

Ao secretariado do curso Offshore Engineering da Delft University of Technology por ter fornecido publicações bastante úteis e contatos dos seus autores. Ao David Salzmann, por ter disponibilizado o programa RECAL. Ao Martin van Wijngaarden pelos esclarecimentos sobre a sua dissertação. Ao

Flávio Piccinini pelos seus conhecimentos em engenharia oceânica e fornecimento de artigos. Ao prof. Jorge de Sousa pelos seus preciosos conhecimentos sobre economia de energias renováveis.

Ao LNEG, nomeadamente à Eng.^a Ana Estanqueiro e ao Eng.^o Paulo Costa, pelos valores fornecidos do atlas do potencial eólico para Portugal Continental sobre a zona piloto.

À ENONDAS, em especial ao comandante João Cardoso, pela sua disponibilidade e pelo estudo fornecido sobre a zona piloto.

Ao Instituto Hidrográfico, nomeadamente à geóloga Aurora Bizarro e seus colaboradores, pelos seus esclarecimentos sobre a caracterização geofísica da zona piloto.

Quero ainda dar um agradecimento especial ao Eng.^o Tomás Pereira da CSI Portugal, cuja ajuda foi importantíssima para o manuseio do programa SAP2000, em especial na modelação das ações, combinações, tipo de análise e ainda na validação final do modelo de cálculo. Constantemente atarefado, conseguiu ir dando alguma disponibilidade, revelando-se vital para o término do capítulo do dimensionamento estrutural.

Resumo

As energias renováveis vão assumindo aos poucos o papel de fonte de energia alternativa aos combustíveis fósseis muito por causa da investigação e desenvolvimento que se vem realizado até aos dias de hoje.

A energia eólica apresenta-se como uma das mais promissoras na área das energias renováveis, em especial a tecnologia em ambiente *offshore* pois possui um elevado potencial, carecendo, no entanto, de bastante investigação e desenvolvimento.

De modo a tornar esta tecnologia cada vez mais eficiente e económica, existem no mercado várias soluções em termos de turbinas eólicas como também de torres de suporte. As soluções estruturais de torres de suporte fundadas no fundo marinho encontram-se principalmente na zona de águas pouco profundas, o que deixa a zona de águas intermédias com carência de soluções estruturais.

Nesta dissertação pretendeu-se estudar um novo conceito de torre de suporte viável para a zona de águas intermédias. Neste âmbito, começou-se por selecionar e estudar o local de implantação da torre. O local escolhido foi a zona de testes piloto, localizada na costa oeste portuguesa, próximo da localidade de S. Pedro de Moel.

Em seguida, procedeu-se ao dimensionamento de uma torre treliçada em betão pré-esforçado com 150 metros de altura, estando 50 metros abaixo do nível do mar, utilizando para o efeito os programas RECAL e SAP 2000. Complementarmente, estudaram-se alguns aspetos do processo construtivo e da montagem da torre, incluindo a ligação à rede elétrica.

Por fim, verificou-se a viabilidade económica global do projeto contabilizando a produção de energia anual bem como os seus custos.

Termos chave: Turbina Eólica *Offshore*, Torre Betão Pré-Fabricado, Torre Treliçada, Águas Intermédias, SAP 2000, RECAL.

Abstract

Renewable energy are gradually assuming the role of an alternative source of energy to fossil fuels especially because of research and development that has been carried out to this day.

Wind energy is one of the most promising renewable energy, particularly offshore technology because it presents a high potential, even though a lot of research and development is still needed.

In order to make this technology more and more efficient and economical, there are several solutions on the market in terms of wind turbines, as well as support towers. The solutions for support towers anchored to the seabed are mainly found in shallow waters, and there is lack of structural solutions for intermediate waters.

The present work aims to provide a new concept of support tower for intermediate waters.

Firstly, a deployment location was chosen: the Portuguese pilot testing zone. Secondly, the design of a 150-meter-high precast truss tower in prestressed concrete with 50 meters below sea level was accomplished with the aid of two computer programs, RECAL and SAP 2000.

Thirdly, several aspects of the construction and assembly of the tower were studied, including its connection to the electrical grid.

Fourthly, the global economic viability of the project was evaluated, taking into consideration the annual quantity and cost of the energy produced by the *Offshore* Wind Turbine.

Keywords: *Offshore* Wind Turbine, Precast Concrete Towers, Truss Towers, Intermediate Waters, SAP 2000, RECAL.

Índice Geral

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO	1
1.2	OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO	2
1.3	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	2
2.	CONSTITUIÇÃO DE UM AEROGERADOR <i>OFFSHORE</i>	3
2.1	TURBINAS EÓLICAS <i>OFFSHORE</i>	3
2.1.1	<i>Componentes</i>	3
2.1.2	<i>Turbinas HAWT versus VAWT</i>	4
2.1.3	<i>Curva de potência HAWT</i>	4
2.1.4	<i>Evolução das turbinas eólicas</i>	5
2.2	FUNDAÇÕES E SOLUÇÕES ESTRUTURAIS DE TORRES DE SUPORTE <i>OFFSHORE</i>	7
2.2.1	<i>Águas pouco profundas</i>	7
2.2.2	<i>Águas intermédias</i>	7
2.2.3	<i>Águas Profundas</i>	8
2.2.4	<i>Torres de suporte existentes</i>	9
2.2.4.1	<i>Torres jacket metálicas</i>	10
2.2.4.2	<i>Torre treliçada em betão pré-esforçado</i>	11
2.3	CONCLUSÃO	14
3.	AÇÕES	15
3.1	NORMAS E RECOMENDAÇÕES APLICÁVEIS	15
3.2	AÇÕES GRAVITACIONAIS	17
3.2.1	<i>Peso próprio da torre de suporte</i>	17
3.2.2	<i>Peso próprio da turbina eólica offshore</i>	17
3.2.3	<i>Momento fletor devido à excentricidade do peso próprio da turbina eólica offshore</i>	18
3.3	AÇÕES AERODINÂMICAS	18
3.3.1	<i>Caracterização do Vento</i>	19
3.3.2	<i>Variação da velocidade média do vento com a altura</i>	19
3.3.3	<i>Variação da velocidade do vento com o tempo</i>	21
3.3.4	<i>Amostragem Rotacional</i>	23
3.3.5	<i>Ação do vento numa turbina eólica</i>	26
3.3.5.1	<i>Teoria da quantidade de movimento de elementos de pá (BEM)</i>	28

3.3.5.2	<i>Amortecimento aerodinâmico</i>	28
3.3.6	<i>Ação do vento na torre de suporte</i>	29
3.4	AÇÕES HIDRODINÂMICAS.....	30
3.4.1	<i>Descrição da alteração da superfície do mar</i>	30
3.4.2	<i>Representação do comportamento das ondas</i>	32
3.4.3	<i>Ondas extremas e teorias das ondas não lineares</i>	34
3.4.4	<i>Corrente</i>	35
3.4.4.1	<i>Corrente de maré</i>	35
3.4.4.2	<i>Corrente induzida pelo vento</i>	35
3.4.4.3	<i>Erosão localizada</i>	36
3.4.5	<i>Ações hidrodinâmicas na torre de suporte</i>	37
3.5	AÇÕES SÍSMICAS	40
3.5.1	<i>Zonamento de Portugal Continental</i>	40
3.5.2	<i>Classificação do solo</i>	41
3.5.3	<i>Representação da ação sísmica</i>	42
3.5.4	<i>Classes de Importância</i>	44
3.6	CONCLUSÃO	46
4.	LOCAL DE IMPLANTAÇÃO.....	47
4.1	DADOS METEOROLÓGICOS RECOLHIDOS PELO INSTITUTO HIDROGRÁFICO	49
4.2	ESTRUTURA GEOLÓGICA DA ZONA PILOTO SOBRE O FUNDO DO MAR.....	50
4.3	VENTO NA ZONA PILOTO	51
4.4	MARÉS NA ZONA PILOTO.....	51
4.5	ONDAS NA ZONA PILOTO	52
4.6	CORRENTES NA ZONA PILOTO	54
4.7	RESUMO DOS DADOS RECOLHIDOS PELO INSTITUTO HIDROGRÁFICO NA ZONA PILOTO.....	55
4.8	CONCLUSÃO	56
5.	DIMENSIONAMENTO ESTRUTURAL.....	57
5.1	MODELO DE CÁLCULO	57
5.1.1	<i>Verificação da frequência natural</i>	58
5.1.2	<i>Dimensões das torres de suporte</i>	60
5.1.3	<i>Materiais da torre de suporte</i>	62
5.1.4	<i>Propriedades da turbina</i>	62
5.2	AÇÕES	64
5.2.1	<i>Ações Hidrodinâmicas</i>	64
5.2.2	<i>Ações Aerodinâmicas</i>	65
5.2.2.1	<i>Dados de input no RECAL</i>	65

5.2.2.2	<i>Esforços resultantes do RECAL</i>	66
5.2.3	<i>Ação do Sismo</i>	68
5.2.4	<i>Pré-esforço</i>	70
5.3	ESTADOS LIMITES.....	71
5.3.1	<i>Fatores de segurança para um aerogerador offshore</i>	72
5.3.2	<i>Combinação de ações</i>	72
5.4	MODELAÇÃO ESTRUTURAL UTILIZADO O SAP2000	73
5.4.1	<i>Análise modal e efeito P-Delta</i>	73
5.4.2	<i>Seleção do tipo de série temporal e combinação de ações</i>	74
5.5	ANÁLISE GLOBAL DE RESULTADOS	75
5.5.1	<i>Modos de vibração fundamentais para os casos modais</i>	75
5.5.2	<i>Critério de economia</i>	77
5.5.3	<i>Esforços de dimensionamento</i>	78
5.5.3.1	<i>Verificação ao derrubamento</i>	78
5.5.3.2	<i>Combinações mais desfavoráveis</i>	79
5.5.3.3	<i>Verificação do ELU de flexão composta</i>	80
5.5.3.4	<i>Verificação da percentagem de armadura</i>	82
5.6	CONCLUSÃO	83
6.	IMPLANTAÇÃO DO AEROGERADOR OFFSHORE.....	85
6.1	FABRICO E MONTAGEM DA TORRE DE SUPORTE.....	85
6.1.1	<i>Montagem onshore da torre de suporte</i>	85
6.1.2	<i>Montagem offshore da torre de suporte</i>	87
6.1.3	<i>Ligação Fundação - Torre</i>	88
6.2	TRANSPORTE.....	90
6.2.1	<i>Transporte onshore</i>	90
6.2.2	<i>Transporte offshore</i>	92
6.3	LIGAÇÃO À REDE ELÉTRICA E ACESSO À TURBINA EÓLICA OFFSHORE	94
6.3.1	<i>Cabos Submarinos</i>	94
6.3.2	<i>Ligação à rede elétrica</i>	95
6.3.3	<i>Acesso à turbina eólica offshore</i>	96
6.4	CONCLUSÃO	99
7.	VIABILIDADE ECONÓMICA	101
7.1	PRODUÇÃO DE ENERGIA ANUAL.....	101
7.1.1	<i>Recolha de dados sobre vento</i>	101
7.1.2	<i>Cálculo da produção de energia anual</i>	103
7.2	CUSTOS DO PROJETO	106

7.2.1	<i>Cálculo do investimento Inicial</i>	107
7.2.2	<i>Cálculo do custo anual</i>	108
7.2.3	<i>Custo de desmantelamento</i>	110
7.3	AVALIAÇÃO ECONÓMICA DO PROJETO.....	110
7.3.1	<i>Métodos de avaliação financeira</i>	111
7.3.2	<i>Tarifa de demonstração de conceito</i>	113
7.3.3	<i>Cálculo do fluxo monetário anual</i>	113
7.3.4	<i>Cálculo da taxa de atualização</i>	114
7.3.5	<i>Cálculo das métricas financeiras</i>	114
7.3.6	<i>Análise de sensibilidade para a zona piloto</i>	115
7.4	CONCLUSÃO.....	117
8.	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	119
8.1	TRABALHOS FUTUROS.....	121
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	123
	ANEXO A - PRINCIPAIS COMPONENTES DE UMA TURBINA EÓLICA.....	133
	ANEXO B – SAP 2000 - ANÁLISE MODAL E EFEITO P-DELTA	134
	ANEXO C – SELEÇÕES NA MODELAÇÃO: SELEÇÃO DO TIPO DE SÉRIE TEMPORAL E COMBINAÇÃO DE AÇÕES	135

Índice de Figuras

Figura 2.1 – Componentes principais de uma turbina eólica típica, adaptado [1].....	3
Figura 2.2 – Curva de potência de uma turbina eólica, adaptado [4]	5
Figura 2.3 – Crescimento em altura e potência de HAWT comerciais [7].....	6
Figura 2.4 – Soluções de fundação para águas pouco profundas, adaptado [11]	7
Figura 2.5 – Soluções de fundação para águas intermédias, adaptado [11]	8
Figura 2.6 – Soluções de fundação para águas profundas, adaptado [11].....	8
Figura 2.7 – Custo das torres de suporte <i>offshore</i> com a profundidade da água, adaptado [11]	9
Figura 2.8 – Estrutura treliçada de elementos pré-fabricados e pré-esforçados ligados em conjunto, em ambiente <i>offshore</i> [16].....	12
Figura 3.1 – Ações atuantes numa turbina eólica <i>offshore</i>	15
Figura 3.2 – Momento fletor MG no topo da torre devido à excentricidade [3]	18
Figura 3.3 – Perfil de velocidade instantânea do vento [32]	19
Figura 3.4 – Variação da velocidade média do vento com a altura [33]	20
Figura 3.5 – Corte de redemoinhos por uma pá rotativa [3].....	24
Figura 3.6 – Espectro estacionário de von Karman e dois espectros rotacionais [37]	24
Figura 3.7 – Transferência da força de impulsão do vento na turbina para o topo da torre de suporte, adaptado [3].....	27
Figura 3.8 – Espectros de onda JONSWAP e Pierson - Moskowitz para um igual período de pico, considerando $H_S = 1,5$ metros e $T_p = 7,05$ segundos, adaptado [32]	31
Figura 3.9 – Órbitas das partículas de água segundo a teoria de Airy, adaptado [40]	33
Figura 3.10 – Movimento normal da onda de Airy até ao nível médio da água e Wheeler <i>stretching</i> [32]	34
Figura 3.11 – Ábaco de aplicabilidade das teorias de onda, adaptado [32].....	34
Figura 3.12 – Vários perfis da corrente em função da profundidade [32].....	36
Figura 3.13 – Efeito de erosão localizada (<i>scouring</i>) numa plataforma <i>offshore</i> [40]	37
Figura 3.14 – Separação da camada-limite no cilindro num ponto S [46]	38
Figura 3.15 – Zonamento sísmico em Portugal Continental para a ação sísmica tipo 1 e ação sísmica tipo 2, da esquerda para a direita [22]	40
Figura 3.16 – Forma do espectro de resposta elástica, adaptado [22] e [48].....	42
Figura 4.1 – Localização da zona piloto, adaptado [41].....	48
Figura 4.2 – Implantação do aerogerador (a vermelho) na zona piloto, adaptado [41].....	49

Figura 4.3 – Boia multi-paramétrica SEAWATCH WAVESCAN com o perfilador acústico ancorado [41]	50
Figura 4.4 – Estimativa do período de retorno da altura de onda significativa conjugado com o período de energia da onda, adaptado [41]	54
Figura 5.1 – Ações ambientais a que o aerogerador está sujeito, adaptado [3]	57
Figura 5.2 – Ações transmitidas à torre de suporte, adaptado [3]	57
Figura 5.3 – Bandas de frequências da turbina eólica <i>offshore</i> REpower 5M, adaptado [50]	58
Figura 5.4 – Bandas de frequências das soluções estruturais viáveis, adaptado [50]	59
Figura 5.5 – Dimensões dos elementos das quatro torres de suporte analisadas	60
Figura 5.6 – Estrutura indeformada da torre de base 18, 19, 21.5 e 24 (da esquerda para a direita)	61
Figura 5.7 – Dimensões da turbina eólica <i>offshore</i> NREL 5MW, adaptado [51]	63
Figura 5.8 – Sistema global de carregamento do modelo de elementos finitos, adaptado [3]	66
Figura 5.9 – Exemplo da superfície de pressão exercida pelo vento convergindo para um nó	67
Figura 5.10 – Exemplo de um acelerograma introduzido no SAP 2000 para a ação sísmica	70
Figura 5.11 – Primeiro e segundo modo de vibração – modal sismo nas torre de base 18, 19, 21.5 e 24 m (da esquerda para a direita)	75
Figura 5.12 – Terceiro modo de vibração – modal sismo nas torre de base 18, 19, 21.5 e 24 m	76
Figura 5.13 – Primeiro e segundo modo de vibração – modal ondas e vento, base 18, 19, 21.5 e 24 m	76
Figura 5.14 – Terceiro modo de vibração fundamental – modal ondas e vento nas torre de base 18, 19, 21.5 e 24 (da esquerda para a direita)	77
Figura 5.15 - Diagramas globais do momento fletor, esforço transversal e axial da torre de base 19m para a combinação V45 + W45 no time step 1.	80
Figura 6.1 – Peça de transição utilizada pela Advanced Tower Systems [59]	86
Figura 6.2 – Peça de transição utilizada pela REpower [60]	86
Figura 6.3 – Colocação do rotor completo [62]	87
Figura 6.4 – Colocação da 3ª pá na <i>bunny ears</i> [62]	87
Figura 6.5 – Fases do processo de <i>post-piling</i> , adaptado [63]	88
Figura 6.6 – Ligação <i>swaged</i> [50]	89
Figura 6.7 – Ligação por <i>grouting</i> , adaptado [50]	89
Figura 6.8 – Fases do processo de <i>pre-piling</i> , adaptado [63]	89
Figura 6.9 – Pormenor de ligação através de <i>grouting</i> , adaptado [50]	90
Figura 6.10 – <i>Self Propelled Modular Transporter</i> [50]	91
Figura 6.11 – Transporte horizontal de um <i>jacket</i> metálico com quatro SPMT <i>packs</i> , [50]	91
Figura 6.12 – Barca de transporte de três <i>jacket's</i> metálicos [50]	92
Figura 6.13 – Navio de elevação pesada [50]	93

Figura 6.14 – Navio de elevação e transporte de um aerogerador [65]	94
Figura 6.15 – Vários tipos de cabos submarinos: da esquerda para a direita, XPLE AC de três núcleos; LPFF; XPLE DC de três núcleos e de um núcleo [4].....	95
Figura 6.16 – Sistema de ligação típico de um parque eólico <i>offshore</i> , adaptado [66]	96
Figura 6.17 – Acesso à turbina eólica por via aérea [67]	97
Figura 6.18 – Determinação do nível da plataforma, adaptado [69]	98
Figura 7.1 – Velocidade média anual do vento a 100 m de altura para mares europeus [32]	101
Figura 7.2 – Torre de dados de vento [70].	102
Figura 7.3 – Probabilidade de ocorrência e a potência elétrica em função da velocidade à altura do cubo do rotor	105
Figura A.1 – Componentes principais de uma turbina eólica típica, adaptado [1]	133
Figura B.1 – Exemplo da seleção do efeito P – Delta no SAP 2000	134
Figura B.2 – Exemplo da seleção da análise modal considerando o efeito P – Delta no SAP 2000...	134
Figura C.1 – Exemplo da seleção de uma combinação da ação do vento com as ondas no SAP 2000.....	135
Figura C.2 – Exemplo da seleção de uma combinação da ação do vento com as ondas no SAP 2000.....	136

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Diferentes tipos de ações aerodinâmicas numa turbina eólica <i>offshore</i> , adaptado [38]	26
Tabela 2 – Valores dos coeficientes hidrodinâmicos mediante rugosidade do cilindro [30]	39
Tabela 3 – Descrição dos vários tipos de terreno, adaptado [48]	41
Tabela 4 – Valores dos parâmetros definidores do espectro de resposta elástico para os dois tipos de ação sísmica, adaptado [22].....	43
Tabela 5 - Aceleração máxima de referência nas várias zonas sísmicas [22]	44
Tabela 6 – Classes de importância para edifícios [22]	44
Tabela 7 – Coeficientes de importância γ_I [22].....	45
Tabela 8 – Coordenadas geográficas WG534 dos vértices da zona piloto [41]	47
Tabela 9 – Níveis de marés na estação da Figueira da Foz, Nazaré e Peniche [41].....	52
Tabela 10 – Resumo dos dados recolhidos da zona piloto [41]	55
Tabela 11 – Resumo das soluções estruturais viáveis e das mais económicas.....	59
Tabela 12 – Resumo das seções dos elementos das torres de referência mais económicas	61
Tabela 13 – Propriedades da turbina NREL <i>offshore</i> 5MW [52].....	63
Tabela 14 – Esforço axial na base e respetivo volume de betão das quatro soluções estruturais	78
Tabela 15 – Reações verticais nos nós de apoio da torre de suporte	78
Tabela 16 – Resumo global dos valores mais desfavoráveis dos esforços de dimensionamento da solução de base 19	79
Tabela 17 – Percentagem de armadura para a solução de base 19	82
Tabela 18 – Cálculo do investimento inicial [76], [61], [50], [4] e [77]	108
Tabela 19 – Custos anuais do projeto.....	110
Tabela 20 – Dados utilizados para o cálculo do VAL, TIR e PRI.	114
Tabela 21 – Análise de sensibilidade dos três cenários considerados	115

Lista de siglas e símbolos

Siglas

ADCP – Perfilador acústico.

API – *American Petroleum Institute*.

BEM – Teoria da quantidade de movimento de elementos de pá.

DNV – *Det Norske Veritas*.

EDP – Eletricidade de Portugal.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

FC – Fator de capacidade.

FCT – Faculdade de Ciências e Tecnologia.

FEM – *Finite Element Method*.

HAT – Maior maré astronómica.

HLV – Navio de elevação pesada.

HAWT – Turbina eólica de eixo horizontal.

IH – Instituto Hidrográfico.

LAT – Menor maré astronómica.

LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia.

MHWS – Nível médio alto da água de verão.

MHWN – Nível médio alto da água calma.

MLWN – Nível médio baixo da água calma.

MLWS – Nível médio baixo da água de verão.

MSL – Nível médio do mar.

NEPS – Número de horas anual de funcionamento à potência estipulada.

O&M – Operação e manutenção.

PRI – Período de retorno do investimento.

PSI20 – *Portuguese Stock Index*.

SPMT – Veículo de transporte de módulos.

TIR – Taxa interna de rentabilidade.

UNL – Universidade NOVA de Lisboa.

VAL – Valor atualizado líquido.

VAWT – Turbina eólica de eixo vertical.

Símbolos

Latinas Maiúsculas

- A_c – Área da seção transversal do betão [m²].
- A_d – Área de superfície do disco atuante [m²].
- A_p - Área da barra de pré-esforço [m²].
- $A_{s,tot}$ - Área total da seção de uma armadura de betão armado [m²].
- C_a – Coeficiente de massa adicionado [-].
- C_{ANUAL} – Custo anual [€].
- C_{Da} – Coeficiente de arrasto aerodinâmico[-].
- C_{Dax} – Coeficiente da força axial [-].
- C_{Dh} – Coeficiente de arrasto hidrodinâmico [-].
- CF_i – *Cash flows* do projeto [€].
- C_M – Coeficiente de inércia hidrodinâmico [-].
- CD – Custo de desmantelamento [€].
- D – Diâmetro da seção cilíndrica [m].
- $D_{ax}(t)$ – Força de impulsão axial [N].
- D_{ext} – Diâmetro exterior da coluna [m].
- D_o – Diâmetro exterior do elemento vertical [m].
- E_p – Módulo de elasticidade do pré-esforço [Pa]
- E_{sp} – Espessura da seção [m].
- E_{ANUAL} – Energia anual [Wh/ano].
- F_n – Fator normalizador [-].
- F_p - Força de pré-esforço a aplicar [N].
- $F_{Morison}$ – Força hidrodinâmica [N/m].
- $F_{TOP}(t)$ – Força no topo da torre [N].
- G_{TOP} – Carga gravitacional pontual no topo da torre de suporte [N].
- G_{TURB} – Peso próprio da turbina eólica *offshore* [N].
- H – Altura da onda [m].
- H_s – Altura de onda significativa [m].
- $H_{S,A}$ – Altura de onda significativa média anual [m].
- $H_{S,50}$ – Altura de onda significativa com período de retorno de 50 anos [m].

- $H_{S,100}$ – Altura de onda significativa com período de retorno de 100 anos [m].
- I – Investimento efetuado no início do projeto [€].
- L – Escala de comprimento integral [m].
- M_d - Valor de cálculo do momento fletor atuante [N.m].
- M_G – Momento fletor devido à excentricidade de G_{TOP} [N.m].
- $M_F(t)$ – Momento fletor devido à excentricidade de F_{TOP} [N.m].
- N – Número de pontos retirados da série temporal de k_v^{*0} [-].
- N_d – Valor de cálculo do esforço normal atuante [N].
- N_f – Número de flutuações sinusoidais [-].
- P_n – Potência estipulada [W].
- $P_e(V)$ – Potência da turbina [W].
- $\bar{P}_w(h, I_v, p, \text{etc.})$ – Potência média de saída afetada por vários fatores [W].
- Re – Número de Reynolds [-].
- R_f – Taxa de juro isenta de risco [%].
- R_p – Prémio de risco [%].
- R_{ANUAL} – Receita anual [€].
- S – Coeficiente do solo [-].
- $S_e(T)$ – Espectro de resposta elástica [m/s^2].
- S_p – Superfície de pressão convergente para o nó [m^2].
- $S_{u,K}(f)$ – Densidade espectral de potência de Kaimal [m^2/s].
- $S_{u,VK}(f)$ – Densidade espectral de potência de Von Karman [m^2/s].
- $S_v^*(f_n)$ – Função densidade espectral de potência discreta [m^2/s].
- $S_u(r,f)$ – Densidade espectral de potência rotacional [m^2/s].
- $S_0^v(f_k)$ – Espectro de amostra rotacional [m^2/s].
- $S_{PM}(f)$ – Espectro de densidade de energia de Pierson-Moskowitz [$m^2 \text{ s/rad}$].
- $S_{JS}(f)$ – Espectro de densidade de energia de JONSWAP [$m^2 \text{ s/rad}$].
- T_f – Período correspondente à mais baixa frequência discreta [s].
- T – Período de vibração de um sistema linear com um grau de liberdade [s].
- TI – Intensidade de turbulência [-].
- T_A – Período de onda médio anual [s].
- T_B – Limite inferior do período no patamar de aceleração espectral constante [s].
- T_C – Limite superior do período no patamar de aceleração espectral constante [s].
- T_D – Valor que define no espectro o início do ramo de deslocamento constante [s].
- T_p – Período de pico de onda [s].

T_r – Tarifa de demonstração de conceito [€].

$T_{P,50}$ – Período de onda de pico com período de retorno de 50 anos [m].

$T_{P,100}$ – Período de onda de pico com período de retorno de 100 anos [m].

$U_{c, \text{maré}}(z)$ – Velocidade da corrente de maré para o nível médio da água [m/s].

$U_{c, \text{vento}}(z)$ – Velocidade da corrente gerada pelo vento para o nível médio da água [m/s].

U_c – Velocidade da corrente [m/s].

U_o – Velocidade da partícula induzida da onda [m/s].

V – Volume do objeto [m³].

V_n – Velocidade estipulada [m/s].

V_0 – Velocidade do vento não perturbada [m/s].

V_{ci} – Velocidade de cut-in [m/s].

V_{co} – Velocidade de cut-out [m/s].

V_{top} – Velocidade no topo da torre [m/s].

V_{ref} – Velocidade média à altura de referência z_{Ref} [m/s].

V_{rel} – Velocidade do vento relativa [m/s].

\bar{V} – Velocidade média do vento [m/s].

$V(t)$ – Velocidade do vento no tempo t [m/s].

$V(z)$ – Velocidade média à altura z [m/s].

$V(z,t)$ – Velocidade de vento no elemento vertical [m/s].

$V_{nó}(z,t)$ – Velocidade no nó [m/s].

$Z_{plataforma}$ – Nível da plataforma [m].

Latinas Minúsculas

ag – Valor de cálculo da aceleração à superfície de um terreno do tipo A [m/s²].

d – Profundidade de água [m].

$d_{c, \text{maré}}$ – Distância entre a profundidade e o nível médio do mar (valor positivo) e $z \leq 0$ [m].

d_o – Profundidade de referência [m].

d_1 – Recobrimento das armaduras [m].

f – Frequência [Hz].

f_d – Força de arrasto hidrodinâmica [N/m].

f_i – Força de inércia hidrodinâmica [N/m].

f_k – Frequência da flutuação sinusoidal k [Hz].

f_n – Frequência da flutuação sinusoidal n [Hz].

f_p – Frequência de pico do espectro [Hz].

- f_{cd} – Valor de cálculo da tensão de rotura do betão à compressão [Pa].
- f_{yd} – Valor de cálculo da tensão de cedência à tração do aço das armaduras de betão armado [Pa].
- $f(V)$ – Função densidade de probabilidade [-].
- $f(V)^*$ – Função distribuição das classes de vento [-].
- g – Aceleração da gravidade [m/s^2].
- h – Diâmetro da seção transversal circular oca [m].
- h_C^{INF} – Altura da coluna inferior [m].
- h_C^{SUP} – Altura da coluna superior [m].
- h_V – Altura da viga [m].
- i – Flutuação sinusoidal da velocidade do vento [-].
- k – Número de índice de frequência [-].
- k_e – Taxa de atualização ou taxa de custo do capital da empresa [%].
- k_{onda} - Número da onda [m^{-1}].
- k_w – Coeficiente que reflete o modo de rotura predominante nos sistemas estruturais de paredes [-].
- l_V^{DRT} – Comprimento da viga da direita [m].
- l_V^{ESQ} – Comprimento da viga da esquerda [m].
- m – Massa da turbina [kg].
- $m_{adicionada}$ – Massa hidrodinâmica adicionada [kg].
- n – Número de *cash flows* [-].
- p – Contador da série temporal discreta [-].
- $p_{vento}(z,t)$ – Pressão superficial do vento sobre um elemento vertical [N/m^2].
- q_o – Valor básico do coeficiente de comportamento [-].
- r – Distância entre o eixo do rotor e o ponto colocado na pá [m].
- r_e – Raio exterior da coluna [m].
- r_i – Raio interior da coluna [m].
- t – Tempo [s].
- u – Velocidade da partícula de água [m/s].
- \dot{u} – Aceleração da partícula de água [m/s^2].
- $v(t)$ – Flutuação ao redor da velocidade média do vento no tempo t [m/s].
- x_{CG} – Coordenada x do centro de gravidade da massa da turbina [m].
- z – Distância acima do nível médio da água [m].
- z_{Ref} – Altura de referência [m].
- z_0 – Comprimento de rugosidade [m].

Gregas Maiúsculas

Δz_{ar} – Lacuna de ar entre a crista da onda e o nível da plataforma [m].

$\Delta z_{maré}$ – Amplitude de maré [m].

Δz_{shaft} – Distância vertical entre o topo da torre e o eixo do rotor [m].

Δz_{surge} – Amplitude da maré de tempestade [m].

Ω – Velocidade rotacional do veio no eixo do rotor [rad/s].

Gregas Minúsculas

α – Coeficiente de fricção da lei exponencial [-].

α_1 – Fator multiplicativo da ação sísmica horizontal de cálculo, na formação da primeira rótula plástica no sistema [-].

α_u – Fator multiplicativo da ação sísmica horizontal de cálculo, na formação do mecanismo plástico global [-].

β - Risco sistemático da empresa [-].

γ_{JS} – Fator de intensificação de pico [-].

ε – Deformação específica da barra [-].

ε_n – Mudança de fase da flutuação sinusoidal n [m/s].

ξ^* - Elevação extrema da onda [m].

$\hat{\zeta}$ – Amplitude de onda [m].

η – Coeficiente de correção do amortecimento [-].

κ_v^{*0} – Função de autocorrelação para um ponto no raio r numa pá rotativa [m²/s²].

λ_{ONDA} – Comprimento de onda [m].

μ - Momento fletor reduzido [N.m].

ν – Viscosidade cinética do ar [m²/s].

ν_n – Esforço normal reduzido [N].

$\nu_{a,n}$ – Amplitude da velocidade do vento da flutuação sinusoidal n [m/s].

$\rho_{água}$ – Densidade da água [kg/m³].

ρ_{ar} – Densidade de massa do ar [kg/m³].

σ_a – Coeficiente de inclinação para o lado esquerdo [-].

σ_b – Coeficiente de inclinação para o lado direito [-].

σ_p – Tensão de pré-esforço [Pa].

σ_v – Desvio padrão da velocidade do vento [m/s].

σ_{JS} – Coeficiente de inclinação [-].

ω_{tot} - Taxa mecânica de armadura [-].

1. INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Num mundo em que o consumo de energia é cada vez mais crescente, as formas de energia de fonte não renovável têm sido um verdadeiro suporte face a esse crescimento, ao longo dos tempos. No entanto o seu uso excessivo pode originar graves consequências a nível mundial.

De modo a minorar esses efeitos e com o intuito de contribuir para a resposta ao aumento da procura de energia, o papel das energias renováveis tem-se revelado uma alternativa bastante promissora através do uso das fontes naturais existentes no planeta como o vento, sol, água e o calor do interior da Terra. Além disso, quando comparadas com outras fontes de energia não renováveis, os impactos provenientes da produção de energia são menos gravosos.

De todas as formas de produção de energia de fonte renovável, uma das tecnologias mais promissoras é a energia eólica. É uma tecnologia que já atingiu um nível razoável de maturidade no que diz respeito às aplicações em ambiente *onshore*.

No entanto, tendo em conta que a água cobre cerca de três quartos da crosta terrestre, a disponibilidade de implantação de energia eólica *offshore*, aparenta ser o próximo passo na evolução da tecnologia. Além disso, quando comparada com o ambiente *onshore*, a velocidade do vento é mais constante e superior beneficiando da ausência de obstáculos naturais ou artificiais.

A energia eólica *offshore* tem no entanto um longo caminho a percorrer até atingir a sua plena maturidade e tornar-se numa forte tecnologia de energia renovável. Existem ainda algumas barreiras físicas como a ligação à rede elétrica, os elevados custos com operação e manutenção, com o transporte e a montagem dos vários componentes de um aerogerador *offshore*. Torna-se necessário mais investigação de modo a empregar novos materiais que permitam novas soluções estruturais e turbinas eólicas mais eficientes.

Uma das áreas que requer mais investigação é o dimensionamento global do aerogerador, onde é de extrema importância desenvolver estudos sobre o local de implantação, de modo a que os projetistas possam avaliar os esforços transmitidos aos componentes da turbina eólica e à torre de suporte. Tal avaliação é vital para garantir tanto a produção de energia, a longevidade de todo o aerogerador como também para contribuir para o custo-eficácia de todo o sistema.

A complexidade das ações envolvidas e da sua interação com a torre de suporte, motiva o seu estudo e posterior dimensionamento no sentido de garantir a estabilidade e segurança do aerogerador em ambiente *offshore*. Além disso, é extremamente importante prever as dificuldades das operações de transporte e montagem do aerogerador bem como dos custos envolvidos, averiguando a viabilidade económica de todo o projeto.

1.2 Objetivos da dissertação

Pretende-se com esta dissertação estudar a viabilidade da implantação de uma turbina eólica *offshore* sobre uma torre treliçada em betão pré-esforçado, na zona de testes piloto portuguesa, situada perto de S. Pedro de Moel, concelho da Marinha Grande.

O estudo da implantação pretende investigar a viabilidade de três vertentes, o dimensionamento estrutural de um novo conceito de torre de suporte, a implantação física do aerogerador no local e ainda o investimento financeiro do projeto.

1.3 Organização da dissertação

A presente dissertação está organizada em oito capítulos, incluindo o presente, de Introdução.

No capítulo 2 aborda-se a constituição de um aerogerador *offshore* de modo a entender alguns conceitos mencionados ao longo dos capítulos e ainda uma breve descrição dos elementos que o constituem.

No capítulo 3 apresentam-se as principais ações a que um aerogerador *offshore* está sujeito, as quais é importante ter em conta para um dimensionamento estrutural da torre.

No capítulo 4 realiza-se uma caracterização do local de implantação e avalia-se a sua relevância para a quantificação das ações enunciadas no segundo capítulo.

No capítulo 5 efetua-se o dimensionamento estrutural da torre de suporte mediante as características das ações e do aerogerador escolhido.

No capítulo 6 apresentam-se os processos construtivos da torre de suporte e os procedimentos mais adequados para a montagem tanto em terra como no local de implantação, incluindo as fases de transporte dos vários elementos da torre.

No capítulo 7 efetua-se um estudo da viabilidade económica do projeto visando também aferir os custos inerentes ao projeto e poder comparar com os custos de outras infraestruturas semelhantes já construídas.

No capítulo 8 procede-se à reflexão sobre o trabalho desenvolvido e trabalhos futuros.

2. CONSTITUIÇÃO DE UM AEROGERADOR *OFFSHORE*

Um aerogerador *offshore* consiste basicamente em dois sistemas, a torre de suporte e a turbina eólica para ambiente *offshore*. Pretende-se neste capítulo fazer uma breve abordagem dos aspetos mais importantes de uma turbina eólica *offshore*, das soluções existentes a nível de fundações e ainda sobre torres de suporte, dando especial enfoque à torre treliçada em betão pré-esforçado.

2.1 Turbinas Eólicas *Offshore*

Uma turbina eólica *offshore* converte a energia proveniente do vento em energia mecânica que por sua vez a converte em energia elétrica. Para tal é necessário conhecer os seus componentes, a curva de potência da turbina e as diferenças entre turbinas de eixo vertical e horizontal.

2.1.1 Componentes

Na indústria, vários fabricantes apresentam diferentes modelos em volume, características e disposição dos componentes, entre outros, de modo a ter um funcionamento mais eficiente das suas turbinas eólicas. Na figura 2.1, estão esquematizados os vários componentes de uma turbina eólica típica.

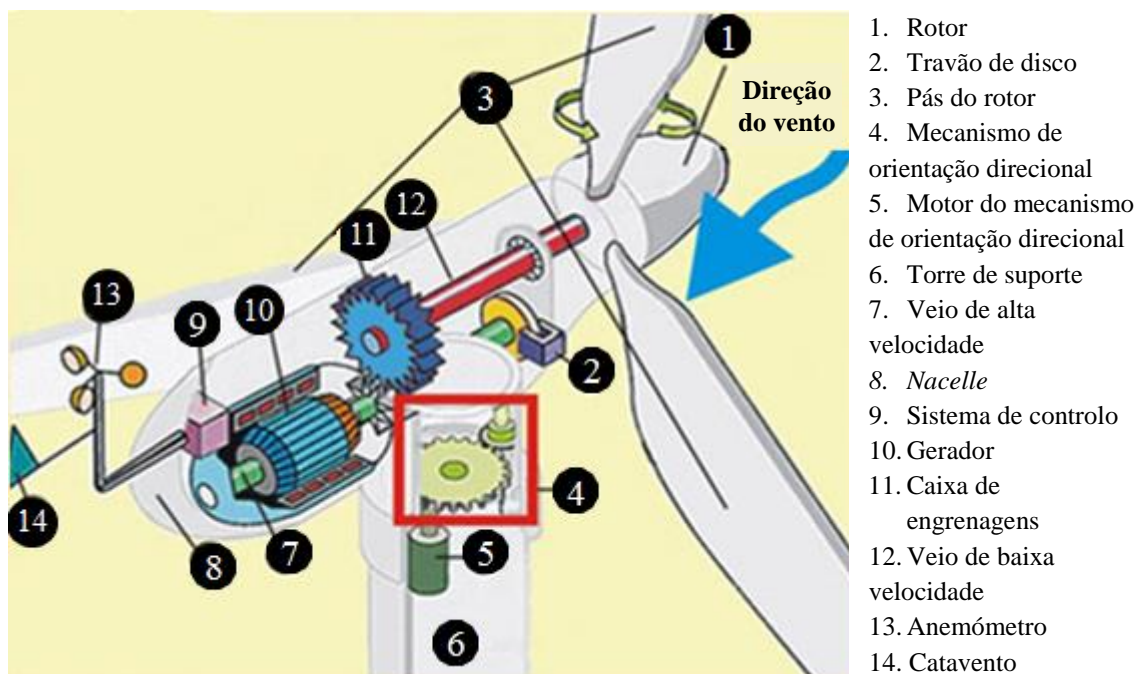


Figura 2.1 – Componentes principais de uma turbina eólica típica, adaptado [1]

Para uma descrição mais detalhada da função de cada componente da figura 2.1, ver anexo A.

2.1.2 Turbinas HAWT versus VAWT

As turbinas eólicas classificam-se em turbinas de eixo horizontal (na literatura inglesa HAWT - *Horizontal Axis Wind Turbine*) e turbinas de eixo vertical (na literatura inglesa VAWT - *Vertical Axis Wind Turbine*).

Para ambiente *offshore*, [2] indica duas vantagens da utilização de VAWT e três desvantagens para as HAWT. No caso das HAWT, a estrutura de suporte tem custos elevados por ter o centro de gravidade do aerogerador muito alto, é suscetível à variação da direção do vento em altura limitando o tamanho do rotor e por fim a complexidade e inacessibilidade do sistema de transmissão, aumenta o custo de operação e manutenção. No caso das VAWT, por não ser suscetível à direção do vento, o rotor pode ser maior e a simplicidade e acessibilidade ao sistema de transmissão, reduz os custos de operação e manutenção.

No entanto, [3] refere que as HAWT são preferidas em relação às VAWT por duas razões. Como primeira razão, beneficiando das pesquisas tecnológicas da aerodinâmica dos helicópteros, as HAWT tornaram-se mais eficientes que as VAWT. A segunda razão prende-se com o facto do sucesso do *Danish Concept* e consequente domínio de mercado. O *Danish Concept* consistiu na conceção de uma turbina eólica Gedser com quatro características principais: dimensionamento de uma HAWT de três pás, uso do mecanismo de orientação para manter o rotor com o vento dianteiro (na literatura inglesa, *upwind*), rotor de velocidade constante e controlo de perda regulado (na literatura inglesa, *stall*). Atualmente o rotor de velocidade constante foi substituído pelo rotor de velocidade variável e o controlo de perda deu lugar ao controlo de passo (na literatura inglesa, *pitch*).

No entanto, apesar de existirem alguns exemplos de turbinas de eixo vertical VAWT em ambiente *onshore*, a grande maioria das turbinas existentes, tanto para *onshore* como para *offshore* são as HAWT. Nesta dissertação apenas serão abordadas as HAWT.

2.1.3 Curva de potência HAWT

Cada turbina eólica tem uma curva de potência, fornecida pelo fabricante, que especifica a potência de saída da turbina em função da velocidade do vento, figura 2.2.

A curva de potência pode ser dividida em quatro zonas. A zona 1 situa-se antes de V_{ci} em que a turbina está parada pois não existe energia suficiente no vento, para vencer as perdas mecânicas dentro da turbina. A zona 2 inicia-se em V_{ci} onde a velocidade do vento (valores típicos 3 – 4 m/s) aciona a turbina

e vai até V_n (valores típicos 12 – 14 m/s) onde o gerador atinge a potência máxima que pode converter P_n . Na zona 3 entre V_n e V_{co} para garantir que a potência do gerador não ultrapassa a potência estipulada, existem controlos aerodinâmicos de potência que se podem ativar, como o controlo de perda (*stall*) passivo ou ativo e ainda o controlo do ângulo de passo (*pitch*). A situação ideal é manter a potência constante. Na zona 4, para velocidades maiores que V_{co} (valores típicos 25 m/s ou 30 m/s) a turbina pára, de modo a reduzir as ações extremas na mesma.

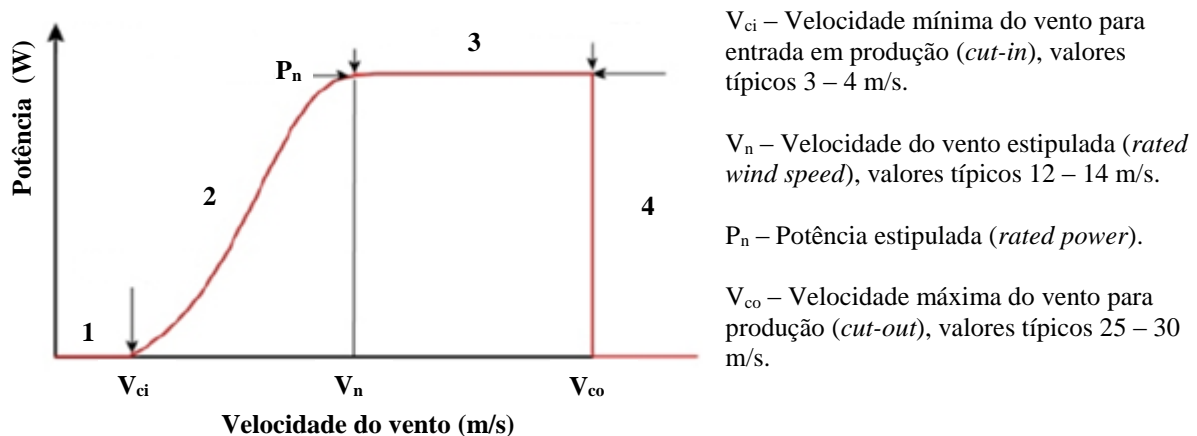


Figura 2.2 – Curva de potência de uma turbina eólica, adaptado [4]

2.1.4 Evolução das turbinas eólicas

Uma das metas europeias para a energia eólica *offshore* é a de atingir 40 GW até 2020, tornando-a numa das energias renováveis mais importantes para a capacidade de geração de potência de origem renovável. As últimas estatísticas referentes ao primeiro semestre de 2013, referem que os parques eólicos ligados à rede são de cerca de 5 GW [5]. Ora para dar resposta ao crescimento exponencial até aos 40 GW, serão necessários construir mais parques eólicos bem como aumentar as capacidades das turbinas eólicas *offshore*.

Uma vez que a maioria das turbinas eólicas, instaladas comercialmente até 2011 têm potências entre 2 e 5 MW, para alcançar as metas de energia eólica *offshore*, seriam necessárias 8000 turbinas eólicas *offshore* de 5MW de potência, o que iria aumentar os custos com a instalação, transporte e também sobrecarregar o número de parques eólicos operacionais [6].

Portanto, uma das soluções passa pelo redimensionamento de potências correntes para potências de 10 MW ou superiores, de modo a que os aerogeradores capturem o máximo de energia exigindo menos aerogeradores nos parques eólicos [6].

Essa solução está em sintonia com a figura 2.3, que além de ilustrar esquematicamente a evolução do diâmetro das pás *onshore* desde a década de 80 até aos nossos dias, aponta para o futuro com um contínuo aumento da altura da torre e do diâmetro das pás, bem como da potência da generalidade das turbinas eólicas.

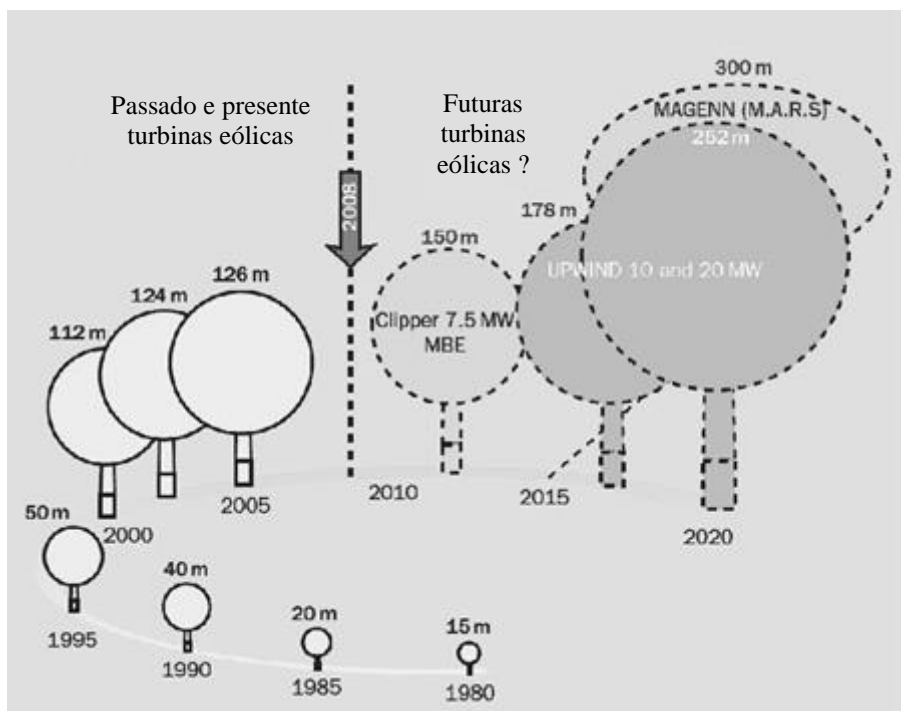


Figura 2.3 – Crescimento em altura e potência de HAWT comerciais [7]

A comprovar essa evolução, atualmente já existem turbinas HAWT de 10MW, como por exemplo, a *Windtec SeaTitan* [8] e ainda estudos promissores de uma turbina de 20MW, para ambiente *onshore* e *offshore*, efetuados pelo ECN [9].

Apesar da posição dominante das HAWT, em 2013 poderão surgir alguns protótipos das turbinas VAWT, como o aerogerador de 10MW, desenvolvido pela empresa britânica Arup desde 2009, denominado por aerogerador X, cuja potência poderá vir a ser de 20MW ou superior, ou ainda outros conceitos em desenvolvimento como o *Vertiwind*, *SeaTwirl*, *DeepWind*, entre outros [10]. No entanto por não ser o tipo de turbina a ser analisada nesta dissertação, apenas se menciona a sua existência.

2.2 Fundações e soluções estruturais de torres de suporte *offshore*

Um dos principais aspetos a definir na implantação de aerogeradores *offshore*, é a profundidade e as características do fundo do mar, para a fundação da torre de suporte. O tipo de torre de suporte é fortemente influenciado pela profundidade a que se pretende executar a fundação do aerogerador. Apesar de existirem algumas variações entre autores sobre tipos de torres de suporte e suas zonas de aplicação, apresenta-se de seguida uma possível divisão das águas marítimas, em termos de profundidade e de torres de suporte para cada zona.

2.2.1 Águas pouco profundas

A primeira zona, situa-se entre os 0 e 30 metros e são denominadas por águas pouco profundas, onde são utilizadas fundações do tipo, (1) monopilar, (2) monopilar com fundação de gravidade e ainda (3) monopilar com fundação de sucção [11]. A figura 2.4 ilustra os três tipos de fundações mencionados.

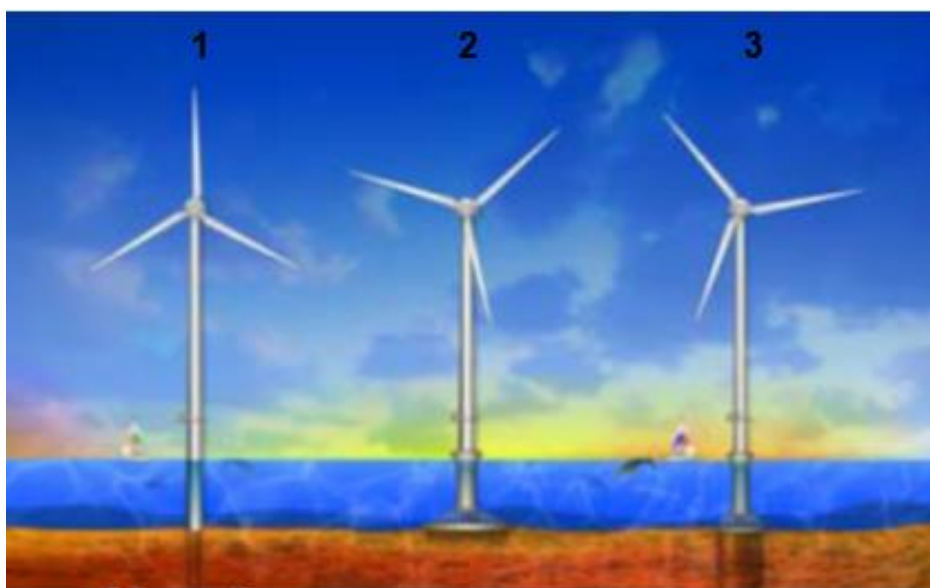


Figura 2.4 – Soluções de fundação para águas pouco profundas, adaptado [11]

2.2.2 Águas intermédias

A segunda zona, situa-se entre os 30 e 60 metros e são denominadas por águas intermédias, onde são utilizadas fundações fixas no leito do mar como, (4) multi - pilar (tripés ou quadripés) de aço, (5) monopilar ancorado, (6) *jacket* metálico a toda a altura (treliça), (7) *jacket* metálico submerso com transição para torre circular e (8) monopilar com fundação de sucção melhorada ou de gravidade [11]. A figura 2.5 ilustra os cinco tipos de fundações mencionados.



Figura 2.5 – Soluções de fundação para águas intermédias, adaptado [11]

2.2.3 Águas Profundas

A terceira zona, situa-se acima dos 60 metros de profundidade e são denominadas por águas profundas, onde são utilizadas estruturas de suporte flutuantes, ancoradas ao fundo, (9) Semi-submersíveis de 3 flutuadores, (10) Barca flutuadora, (11) Boia Spar, (12) Tension-leg platform (TLP), (13) TLP de betão com âncora de gravidade, (14) Spar de águas profundas [11] [12]. A figura 2.6 ilustra os seis tipos de torre mencionados.

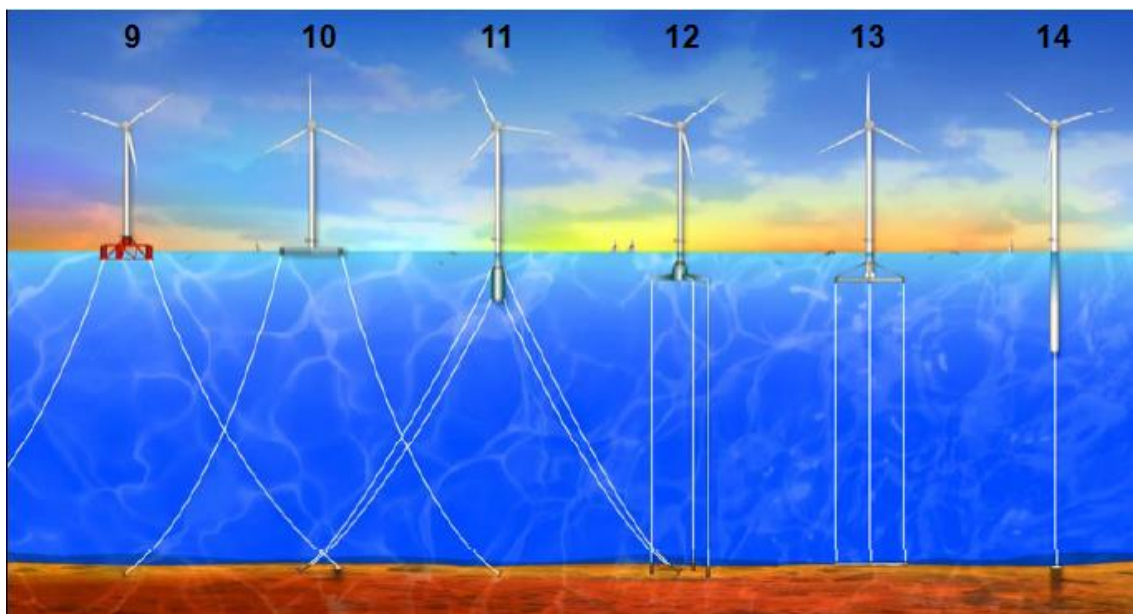


Figura 2.6 – Soluções de fundação para águas profundas, adaptado [11]

2.2.4 Torres de suporte existentes

A torre de suporte é um dos elementos que garante a estabilidade do aerogerador e é através deste elemento que os esforços provenientes da turbina são transmitidos à fundação. Existem várias soluções de torres no mercado, cujas zonas de aplicação situam-se maioritariamente nas águas pouco profundas e algumas em águas intermédias.

De acordo com [11], o aspeto mais crítico no desenvolvimento e expansão da energia eólica *offshore* está relacionado com a torre de suporte. O grau de complexidade e os equipamentos e recursos necessários para trabalhar debaixo de água, faz com que à medida que a profundidade vai aumentando, o custo das fundações também aumente. A figura 2.7 mostra os custos associados das várias soluções estruturais em função da profundidade.

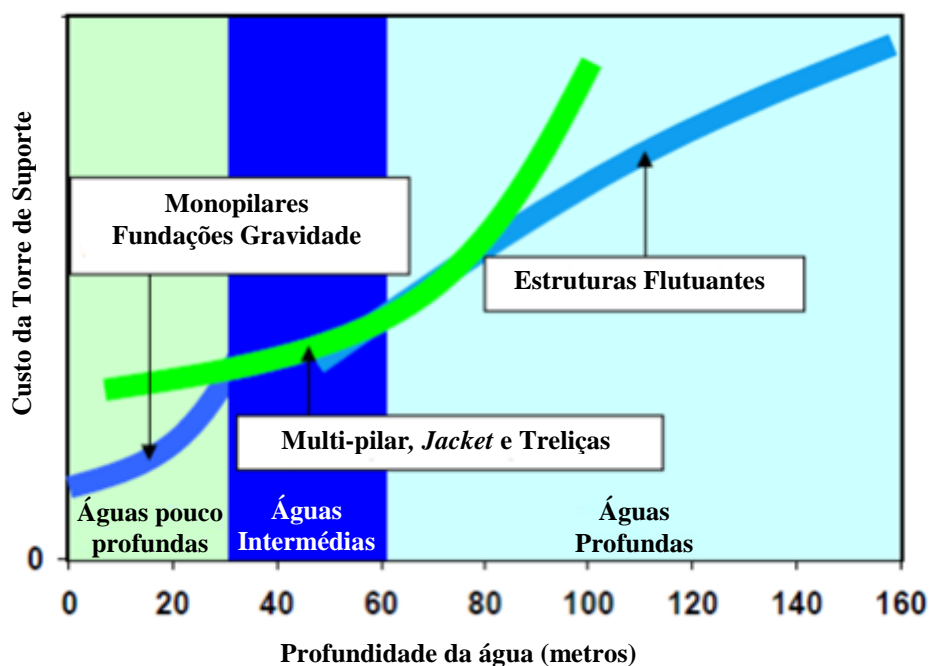


Figura 2.7 – Custo das torres de suporte *offshore* com a profundidade da água, adaptado [11]

Da análise da figura 2.7, constata-se que as soluções de torres de suporte multi-pilar, *jacket* e treliças, passam a ser mais vantajosas em águas intermédias por contraposição às estruturas monopilar e às fundações de grande utilização em águas pouco profundas. Constata-se ainda que a partir dos 60 metros de profundidade, as soluções flutuantes passam a ser mais vantajosas.

Em relação às soluções fundadas, excetuando a torre de *jacket* metálico a toda a altura, a esmagadora maioria dos aerogeradores *offshore*, estão divididos em dois ou três troços. As torres de suporte do tipo monopilar, de modo a otimizar a seção até ao topo, o troço superior (que contém a turbina eólica) têm uma seção mais pequena e é ligada ao troço inferior da torre, através de uma peça de transição metálica. O mesmo acontece com o *jacket* metálico submerso com transição para torre circular, que também necessita de uma peça de transição metálica incorporada no topo do *jacket*, para depois ligar a um monopilar. A peça de transição é um dos elementos que encarece o custo das soluções do tipo monopilar. Sobre as soluções ancoradas ou flutuantes, apesar de ser uma solução com muito potencial, ainda carece de muito desenvolvimento e definição da melhor configuração de modo enfrentar os efeitos das ondas e vento, bem como dos custos de instalação. Existem alguns conceitos a serem projetados e também alguns protótipos como o *Hywind*, *Sway* e o *Principle Power*, estando este último a ser testado em Portugal, ao largo da praia da Aguçadora - Póvoa do Varzim, conhecido como *Windfloat*. Espera-se que estes e outros conceitos já estejam mais desenvolvidos e em funcionamento em 2020 [13].

2.2.4.1 Torres *jacket* metálicas

As vantagens e desvantagens das torres *jacket* com treliça metálica em toda a altura e *jacket* com treliça metálica na base e torre circular na parte superior são mencionadas por [14]. Neste tipo de torres, os elementos estruturais apresentam seções reduzidas, permitindo-lhes ser praticamente transparentes aos movimentos hidrodinâmicos e menos sujeitas ao carregamento direto das ondas.

Comparando esta solução estrutural com as soluções monopilar, verifica-se que a excitação hidrodinâmica é bastante menor devido à sua rigidez estrutural. Em relação à solução *jacket* com treliça metálica na base e torre circular na parte superior, a peça de transição é dinamicamente crítica e dispendiosa. Se a peça de transição for movida para o topo da torre, no caso da torre *jacket* com treliça metálica em toda a altura, poderá ser difícil de dimensionar mas será mais leve devido às forças aerodinâmicas provenientes do rotor, serem menores no topo.

Atendendo a que a torre não é estanque, o armazenamento de componentes na turbina eólica *offshore* como o transformador, terá de ser feito na própria turbina aumentando a sua massa ou então será necessário criar um compartimento estanque para o efeito (no caso do *jacket* com treliça metálica em toda a altura). A complexidade da ligação entre os elementos na sua fabricação também poderá ser encarada como uma desvantagem.

Outro problema que poderá surgir será a concentração de tensões nos nós de ligação, sendo sensíveis a altos ciclos de fadiga devido às ações aerodinâmicas no topo da torre e à reduzida rigidez à torção. No entanto, este problema pode ser mitigado colocando um controlo individual do ângulo de passo das pás (*pitch*), sintonizado com as ações da torre, reduzindo assim as torções ocorridas na junção entre a *nacelle* e o topo da torre [14].

2.2.4.2 Torre treliçada em betão pré-esforçado

Uma vez que existe um défice de soluções estruturais de torres para suporte de turbinas eólicas em águas intermédias, em 2009, dois engenheiros civis¹ decidiram juntar os conhecimentos sobre pré-fabricação e betão pré-esforçado e conceberam uma torre treliçada, pré-fabricada em betão pré-esforçado (figura 2.8), tanto para ambientes *onshore* como para *offshore*.

O objetivo principal desta nova solução é de proporcionar uma torre mais alta, capaz de suportar o aumento de potência das turbinas eólicas e o consequente aumento do diâmetro das pás, para a zona de águas intermédias.

Em termos de constituição da torre, em cada nível, existem três ou mais montantes verticais, contraventados na base e no topo com travessas e nas faces laterais por diagonais de tirantes ou barras de pré-esforço. Excluindo o pré-esforço, todos os elementos são de betão pré-esforçado ocos ou maciços e podem ser ligados através de cabos, varões, parafusos, argamassa ou de resinas [15].

¹ Carlos Chastre e Valter Lúcio, ambos professores na FCT/UNL.



Figura 2.8 – Estrutura treliçada de elementos pré-fabricados e pré-esforçados ligados em conjunto, em ambiente *offshore* [16]

Este sistema estrutural possibilita uma grande flexibilidade na construção da torre, permitindo diferentes soluções, a nível de espaçamento entre elementos, quantidade de pré-esforço requerido e ainda rapidez de execução.

As soluções estruturais em betão pré-fabricado para suporte de turbinas eólicas possuem grandes vantagens em relação às soluções metálicas [15], entre as quais:

- Capacidade de alcançar grandes alturas e suportar geradores de grande potência *onshore* e *offshore*;
- Melhoria do comportamento dinâmico, reduzindo a fadiga, aumentando a vida útil do equipamento e reduzindo a manutenção;

- Ligações estruturais fiáveis, testadas, livres de manutenção, de rápida execução e proporcionando todas as vantagens do monolitismo estrutural;
- Excelente resposta às ações sísmicas, graças à elevada ductilidade e amortecimento estrutural, contrastando com as torres metálicas;
- Reduzida necessidade de manutenção em contraste com torres metálicas;
- Maior durabilidade destas estruturas de betão em relação às torres metálicas, em particular em ambientes marítimos;
- Menor ruído gerado pelo efeito de amortecimento do betão;
- Redução das emissões de CO₂ na fabricação da torre (entre 55 e 65% das emissões envolvidas na fabricação de uma torre metálica);
- O material das torres é totalmente reciclável;
- A durabilidade do betão das torres é muito mais elevada que a dos equipamentos da turbina eólica. Tal facto, permite a futura substituição dos geradores eólicos por outros de maior potência, multiplicando as possibilidades de amortização do custo da obra e da infraestrutura de transporte de energia, especialmente dispendiosa *offshore*.
- Um maior peso da torre de betão, garante maior estabilidade e menor custo das fundações.

2.3 Conclusão

A escolha do tipo de turbina eólica *offshore*, o local de implantação da torre, o tipo de fundação e o tipo de torre de suporte, são aspetos fundamentais numa primeira de fase de decisão, sobre o tipo de projeto de energia eólica a optar.

Quanto às turbinas eólicas *offshore*, o mercado continua a apostar no desenvolvimento de turbinas mais potentes e mais eficientes de modo a poder rentabilizar cada vez mais o recurso do vento e contribuir também para a redução da dependência energética das fontes não renováveis. Apesar da grande presença de turbinas HAWT, no futuro as turbinas VAWT também poderão ser uma alternativa a considerar no desenvolvimento do mercado das turbinas eólicas *offshore*.

Em termos de soluções de fundações apesar da existência de vários parques eólicos em todo o mundo, existe ainda muita investigação e desenvolvimento a ser feito para soluções em águas profundas bem como a consolidação das soluções na zona de águas intermédias, passando pela otimização das diversas soluções estruturais fundadas, ancoradas ou flutuantes e pela viabilidade destas soluções em função da profundidade das águas.

As soluções existentes atualmente têm limitações económicas à medida que a profundidade de água aumenta, existindo a necessidade de novas soluções para zonas de águas intermédias e águas profundas. Uma dessas novas soluções poderá vir a ser a torre treliçada em betão pré-esforçado.

3. AÇÕES

Após uma descrição genérica sobre a constituição de um aerogerador *offshore*, o presente capítulo tem como finalidade apresentar as ações a que o mesmo está sujeito.

Um dos aspetos que diferencia um aerogerador em ambiente *offshore* e *onshore*, são as ações a que está sujeito. Apesar de haver diferenças entre várias normas sobre as ações a que está sujeito um aerogerador *offshore*, apresenta-se na figura 3.1, um esquema geral das mesmas.

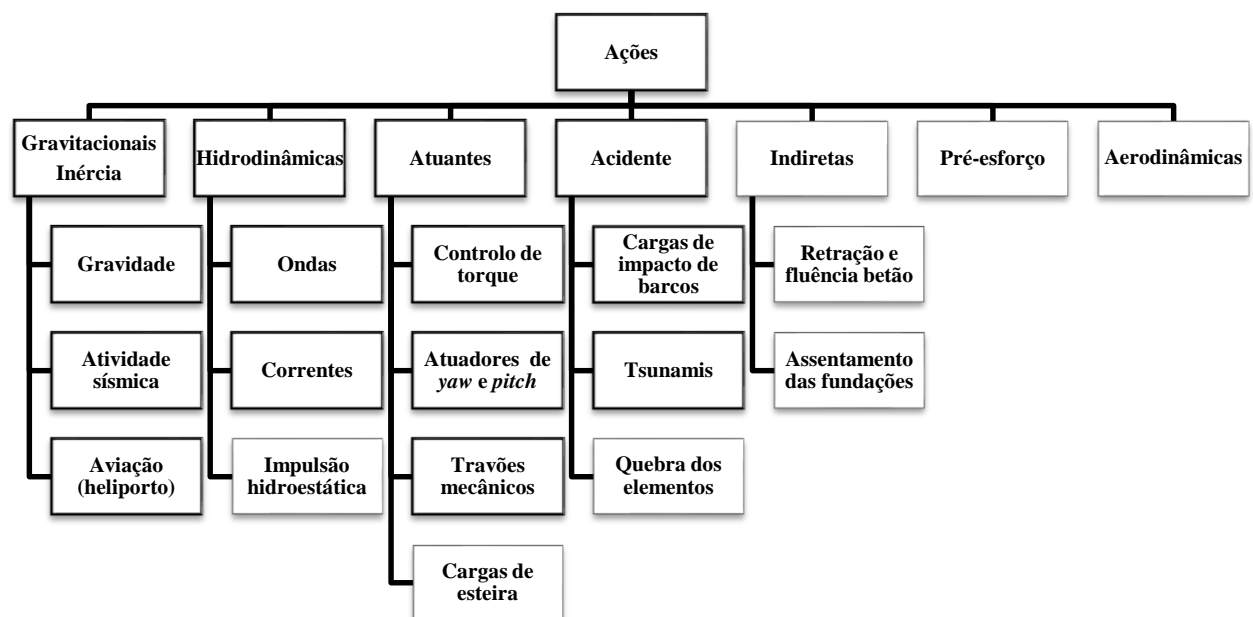


Figura 3.1 – Ações atuantes numa turbina eólica *offshore*

Das ações acima apresentadas, as gravitacionais, aerodinâmicas e hidrodinâmicas serão as mais aprofundadas. Quanto às restantes, encontra-se alguma informação em [18].

3.1 Normas e recomendações aplicáveis

Para executar um projeto de um aerogerador *offshore*, torna-se essencial realizar um levantamento das normas aplicáveis no País da sua implementação, pois o tipo de ações a considerar poderá variar. Atualmente em Portugal, as normas consideradas para projetos de estruturas são os eurocódigos estruturais.

Segundo a norma NP EN 1990 [19], os eurocódigos estruturais incluem 9 normas, cada uma das quais constituída geralmente por diversas partes. Os eurocódigos estruturais aplicáveis para o projeto de um aerogerador *offshore*, sendo a torre de suporte em betão, são os seguintes:

NP EN 1990 Eurocódigo: Bases para o projeto de estruturas

NP EN 1991 Eurocódigo 1: Ações em estruturas

NP EN 1992 Eurocódigo 2: Projeto de estruturas de betão

NP EN 1997 Eurocódigo 7: Projeto geotécnico

NP EN 1998 Eurocódigo 8: Projeto de estruturas para resistência aos sismos

A norma NP EN 1990 [19] "destina-se a ser utilizada em conjunto com as NP EN 1991 a NP EN 1999 no projeto estrutural de edifícios e de outras obras de engenharia civil, incluindo os aspetos geotécnicos, (...), as situações envolvendo sismos, a execução e as estruturas provisórias" [19]. A NP EN 1991 [20] utiliza-se para a ação do vento, a NP EN 1992 [21] para o dimensionamento estrutural dos elementos em betão, nomeadamente a torre de suporte e as fundações, a NP EN 1997 aplica os aspetos geotécnicos do projeto de obras de engenharia civil, reconhecidos por estudos geológico-geotécnico do local de implantação e a NP EN 1998 [22] para a ação do sismo. A NP EN 1991 [20] refere que "a presente norma aplica-se a edifícios e obras de engenharia civil com alturas até 200 m" e que "as torres em treliça são tratadas na norma NP EN 1993-3-1". No entanto, Vrouwenvelder et al. [23] mencionam que a parte 1.4 da NP EN 1991 [20] só cobre os aspetos das ações que são comuns à maioria das estruturas. Assim sendo, os casos das ações aerodinâmicas e das hidrodinâmicas nas estruturas *offshore* não estão totalmente cobertos por esta norma pelo que, Vrouwenvelder et al. [23] sugerem outras normas mais específicas.

Para estruturas *offshore*, existem recomendações técnicas, que são de aceitação voluntária e legislação que é de carácter obrigatório, pelo que é necessário distingui-las [24]. As recomendações técnicas "são desenvolvidas por entidades certificadoras, organizações internacionais não-governamentais e associações da indústria, que podem atuar em nome de organizações que estão encarregues de por em prática a legislação. As entidades certificadoras são organizações que estabelecem e aplicam normas técnicas relacionadas com o projeto, construção e inspeção de instalações marítimas, incluindo navios e plataformas *offshore*" [24].

Nos capítulos seguintes serão utilizadas as normas e recomendações técnicas da *Det Norske Veritas* (DNV) e as recomendações técnicas do *American Petroleum Institute* (API), que são entidades certificadoras [24]. Relativamente à DNV serão utilizadas as seguintes normas: *Design of Offshore Steel Structures, General (LRFD method)* [25]; *Design of Offshore Wind Turbine Structures* [26];

Offshore Concrete Structures [27] e as seguintes recomendações técnicas: *Environmental Conditions and Environmental Loads* [28] e *Guidelines for Design of Wind Turbines* [29]. Relativamente ao API será utilizada a *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design* [30].

3.2 Ações gravitacionais

A estrutura de suporte está sujeita a ações gravitacionais estáticas devido ao seu peso próprio como também ao peso da turbina. Apresenta-se de seguida a quantificação dessas ações.

3.2.1 Peso próprio da torre de suporte

O peso próprio da torre é composto pelo peso próprio dos pilares, vigas e tirantes pré-esforçados. Considerou-se os pilares e as vigas em betão armado e barras de pré-esforço lisas DYWIDAG® constituídas por um aço de alta resistência de baixa relaxação com rosca de passo fino nas suas extremidades [31]. O peso específico considerado para o betão armado foi de 25 kN/m³ e para o aço de pré-esforço foi de 80 kN/m³ [31].

3.2.2 Peso próprio da turbina eólica *offshore*

O peso próprio da turbina eólica *offshore* pode ser simulado por uma carga gravitacional pontual G_{TOP} no topo da torre de suporte. Sabendo que:

$$G_{TURB} = m \cdot g \quad (3.1)$$

Sendo:

G_{TOP} – Carga gravitacional pontual no topo da torre de suporte [N]

G_{TURB} – Peso próprio da turbina eólica *offshore* [N]

m – Massa da turbina [kg]

g – Aceleração da gravidade [m/s²].

Assim, pode-se assumir a seguinte igualdade, $G_{TOP} = G_{TURB}$.

3.2.3 Momento fletor devido à excentricidade do peso próprio da turbina eólica *offshore*

Atendendo à grande variedade de dimensões da *nacelle* de uma turbina eólica *offshore*, é usual que o centro de gravidade da turbina eólica não esteja alinhado com o eixo da torre, o que significa que existe uma excentricidade (x_{CG}), a qual provoca um momento fletor M_G no topo da torre, figura 3.2, e pode ser quantificado por:

$$M_G = -x_{CG} \cdot G_{TURB} \quad (3.2)$$

Sendo:

M_G – Momento fletor devido à excentricidade de G_{TOP} [N.m]

x_{CG} – Coordenada x do centro de gravidade da massa da turbina [m].

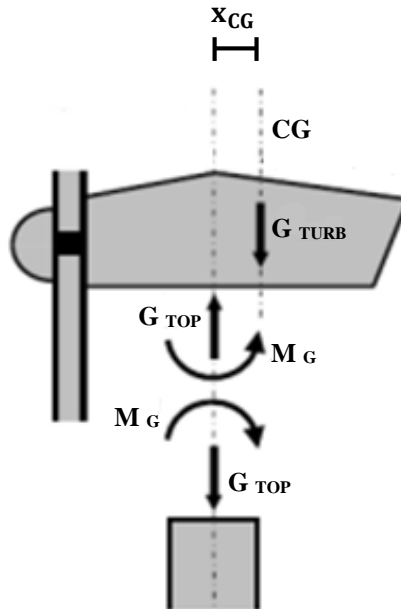


Figura 3.2 – Momento fletor M_G no topo da torre devido à excentricidade [3]

3.3 Ações aerodinâmicas

O vento ao incidir no aerogerador *offshore*, provoca dois tipos de ações: as ações que atuam no rotor, que resultam numa força axial ao rotor e num momento fletor no topo da torre de suporte e as ações diretas na torre de suporte [3].

A metodologia de cálculo apresentada para quantificar a ação do vento sobre o aerogerador *offshore* tem como base o programa RECAL, desenvolvido na Universidade de Delft por Salzmann [3].

3.3.1 Caracterização do Vento

Através de ensaios experimentais, sabe-se que a velocidade do vento não perturbada, é variável em direção, espaço e tempo. A velocidade média aumenta com a altura e com a velocidade instantânea do vento, variando em direção e no tempo em torno da velocidade média, devido ao efeito da turbulência [32]. No entanto, uma vez que o RECAL [3] considera apenas um modelo bidimensional, as variações em direção não são tidas em conta, variando a velocidade do vento apenas em altura e no tempo. A figura 3.3 permite uma percepção instantânea do perfil típico da distribuição da velocidade do vento.

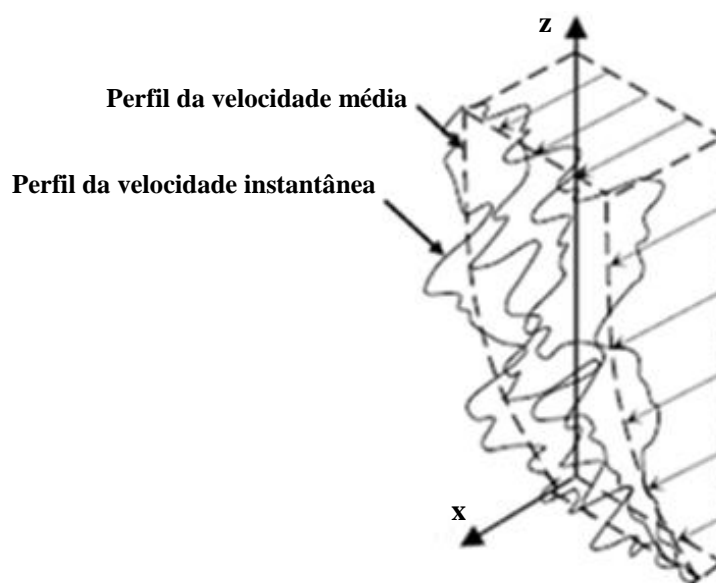


Figura 3.3 – Perfil de velocidade instantânea do vento [32]

3.3.2 Variação da velocidade média do vento com a altura

Os ventos são causados por diferenças de pressão atmosféricas ao longo da superfície da Terra, devido a variações de aquecimento solar. Entre a superfície terrestre e aproximadamente 2 000 metros da atmosfera terrestre, denominada camada limite, a velocidade média do vento em altura é afetada pela fricção entre o movimento do ar e a superfície da terra. Este efeito do vento conhecido como *wind shear* reduz o valor da velocidade não perturbada do vento no topo da camada limite até ao valor de zero junto à superfície [32], a uma altura z_0 , designada por comprimento de rugosidade, como ilustra a figura 3.4.

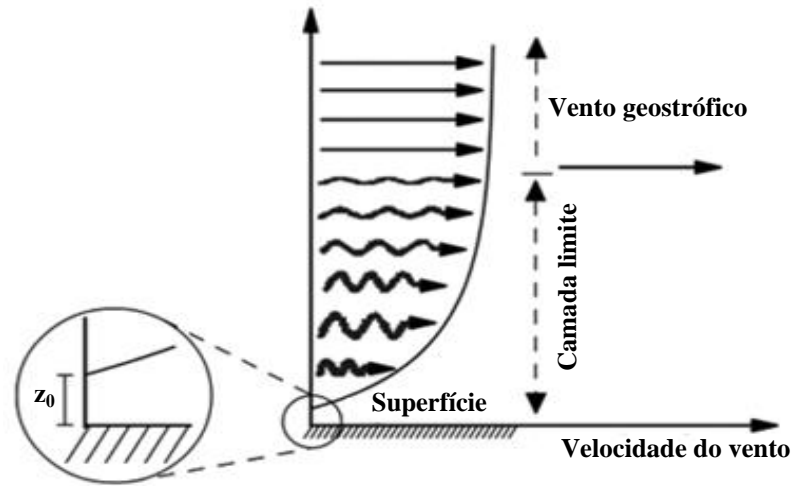


Figura 3.4 – Variação da velocidade média do vento com a altura [33]

O comprimento de rugosidade é um parâmetro que depende do tipo de rugosidade da superfície considerada. Em ambiente *offshore*, quando não existe informação deste parâmetro, pode-se assumir o valor de 0,20 mm para mares calmos e 0,50 mm para mares agitados [18]. O valor assumido nesta dissertação é de 0,20 mm, por ser um valor conservativo.

Para descrever a variação da velocidade média do vento com a altura, existem duas leis geralmente utilizadas: lei logarítmica (equação 3.3) e a lei exponencial (equação 3.4).

$$V(z) = V_{\text{ref}} \cdot \frac{\ln z/z_0}{\ln z_{\text{Ref}}/z_{\text{Ref}}} \quad (3.3)$$

$$V(z) = V_{\text{ref}} \cdot \left(\frac{z}{z_{\text{Ref}}} \right)^{\alpha} \quad (3.4)$$

Sendo:

$V(z)$ – Velocidade média à altura z [m/s]

V_{ref} – Velocidade média à altura de referência z_{Ref} [m/s]

z_{Ref} – Altura de referência [m]

z_0 – Comprimento de rugosidade [m]

α – Coeficiente de fricção da lei exponencial [-].

Ambos os perfis de vento das equações 3.3 e 3.4 pressupõem uma velocidade medida a uma altura de referência, geralmente 10 metros [29]. No entanto, no caso do uso de boias meteorológicas, a altura de referência pode ser de 3,95 metros [34] ou de 3,5 metros, como é o caso da boia meteorológica mencionada no subcapítulo 4.1.

3.3.3 Variação da velocidade do vento com o tempo

Devido à variabilidade da velocidade em altura na camada limite, são originados redemoinhos de grandes dimensões, que por serem naturalmente instáveis, são fracionados em redemoinhos cada vez mais pequenos até serem completamente dissipados pela viscosidade do ar. Assim a camada limite pode ser entendida como um bloco de ar em movimento, contendo redemoinhos de vários tamanhos e velocidades. Assim sendo, a velocidade na massa de ar, varia aleatoriamente em tempo e espaço devido à presença destes redemoinhos turbulentos.

As condições do vento num determinado local, são obtidas através de estações meteorológicas ou de outros sistemas de medição. Obtêm-se assim uma série de valores da velocidade do vento ao longo do tempo, que podem ser representados pela velocidade média do vento, num período de curta duração, combinados com o seu desvio padrão. Nesse período de tempo de curta duração, assume-se que a velocidade média do vento e o desvio padrão são constantes pressupondo que as condições climáticas do vento estacionário predominam. Para *offshore*, estes períodos de tempo podem ser de uma hora, 10 minutos ou até de um minuto [35].

Se dividirmos o desvio padrão pela velocidade média do vento, obtém-se a intensidade de turbulência, por vezes expressa em percentagem:

$$TI = \frac{\sigma_v}{\bar{V}} \quad (3.5)$$

Sendo:

TI – Intensidade de turbulência [-]

σ_v – Desvio padrão da velocidade do vento [m/s]

\bar{V} – Velocidade média do vento [m/s].

A flutuação da velocidade do vento ao longo do tempo pode ser descrita como um somatório de séries de vento variando sinusoidalmente, impostas pelo vento constante médio, podendo ser expressa pelas seguintes expressões:

$$V(t) = \bar{V} + v(t) \quad (3.6)$$

Em que:

$$v(t) = \sum_{i=1}^{N_f} v_{a,n} \cdot \text{sen} (2\pi f_n t + \varepsilon_n) \quad (3.7)$$

Sendo:

$V(t)$ – Velocidade do vento no tempo t [m/s]

$v(t)$ – Flutuação ao redor da velocidade média do vento no tempo t [m/s]

i – Flutuação sinusoidal da velocidade do vento [-]

N_f – Número de flutuações sinusoidais [-]

$v_{a,n}$ – Amplitude da velocidade do vento da flutuação sinusoidal n [m/s]

f_n – Frequência da flutuação sinusoidal n [Hz]

t – Tempo [s]

ε_n – Mudança de fase da flutuação sinusoidal n [m/s].

Cada série de vento variando sinusoidalmente, pode ser caracterizada através de um espectro, em que o valor médio quadrático de cada amplitude é dado em função da frequência, sendo geralmente conhecido como função densidade espectral de potência. Segundo [36], os modelos mais usados, são os de Kaimal (equação 3.8) e de von Karman (equação 3.9).

$$S_{u,K}(f) = \left(\sigma_v^2 \cdot 4 \frac{L}{\bar{V}} \right) / \left[1 + 6 \left(f \cdot \frac{L}{\bar{V}} \right) \right]^{5/3} \quad (3.8)$$

$$S_{u,VK}(f) = \left(\sigma_v^2 \cdot 4 \frac{L}{\bar{V}} \right) / \left[1 + 70.8 \left(f \cdot \frac{L}{\bar{V}} \right) \right]^{5/6} \quad (3.9)$$

Sendo:

$S_{u,K}(f)$ – Densidade espectral de potência de Kaimal [m²/s]

$S_{u,VK}(f)$ – Densidade espectral de potência de Von Karman [m²/s]

L – Escala de comprimento integral [m]

f – Frequência [Hz].

O parâmetro L representa o tamanho médio de um redemoinho turbulento e é influenciado pela superfície de rugosidade e pela altitude. Segundo [3], o *British Engineering Sciences Data Unit* (ESDU) recomenda a seguinte aproximação:

$$L(z) = 25 \left(z^{0.35} / z_0^{0.063} \right) \quad (3.10)$$

Após obter a velocidade média do vento e a intensidade de turbulência de um local, é possível obter uma série temporal. Para formar uma série temporal, começa-se por criar uma série de frequências equidistantes f_n com um valor para distâncias Δf suficientemente pequenas para assumir um espectro discreto:

$$S_v^*(f_n) = S_{v,VK}(f_n) = S_{v,K}(f_n) \quad (3.11)$$

Sendo:

$S_v^*(f_n)$ – Função densidade espectral de potência discreta [m^2/s].

A função densidade espectral de potência discreta relaciona a amplitude de cada flutuação sinusoidal da velocidade do vento com a frequência, através da expressão:

$$S_v^*(f_n) \cdot \Delta f = \frac{1}{2} v_{a,n}^2 \quad (3.12)$$

$$\text{que é equivalente a } v_{a,n} = \sqrt{2 S_v^*(f_n) \cdot \Delta f} \quad (3.13)$$

Em suma, a flutuação total da velocidade do vento corresponde ao somatório de todas as flutuações sinusoidais individuais da série de Fourier (equação 3.7) em que a mudança de fase é uniformemente distribuída entre $-\pi$ e $+\pi$. Assim, introduzindo a expressão (3.13) na (3.7) obtém-se a expressão que permite obter as séries temporais da velocidade do vento:

$$V(t) = \bar{V} + \sum_{n=1}^{N_f} v_{a,n} \cdot \sin(2\pi f_n t + \epsilon_n) \quad (3.14)$$

3.3.4 Amostragem Rotacional

Os anemómetros estacionários são geralmente usados para obter a velocidade do vento, incluindo a componente turbulenta da velocidade. No entanto, ensaios de campo mostram que a turbulência num ponto sobre uma pá de turbina rotativa tem alguns comportamentos diferentes daqueles medidos por um anemómetro estacionário [3]. Considerado a vista frontal de uma turbina eólica *offshore*, a maioria dos redemoinhos apenas cobrem uma parte da área varrida pelas pás, enquanto o seu comprimento longitudinal pode ser longo o suficiente para as pás rotativas cortarem esse redemoinho

várias vezes à medida que ele passa pelo plano do rotor, como mostra a figura 3.5. No caso de um anemómetro estacionário, esse redemoinho estaria totalmente imerso nas suas pás.

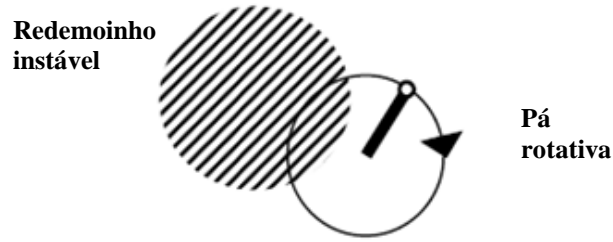


Figura 3.5 – Corte de redemoinhos por uma pá rotativa [3]

Logo, devido à variação espacial da velocidade do vento turbulento, um ponto na pá observa as mesmas flutuações de energia numa taxa mais elevada que um anemómetro fixo, taxa essa que é proporcional à velocidade rotacional dessa pá [3]. A velocidade do vento vista por um ponto na pá rotativa é denominado por amostra rotacional, pelo facto das medições da velocidade do vento serem obtidas de forma discreta, i.e. amostras. A função densidade espectral de potência da velocidade do vento, num ponto de uma pá rotativa, é denominada por espectro rotacional de amostras ou apenas espectro rotacional. A figura 3.6 mostra um exemplo de um espectro estacionário de von Karman e dois espectros rotacionais.

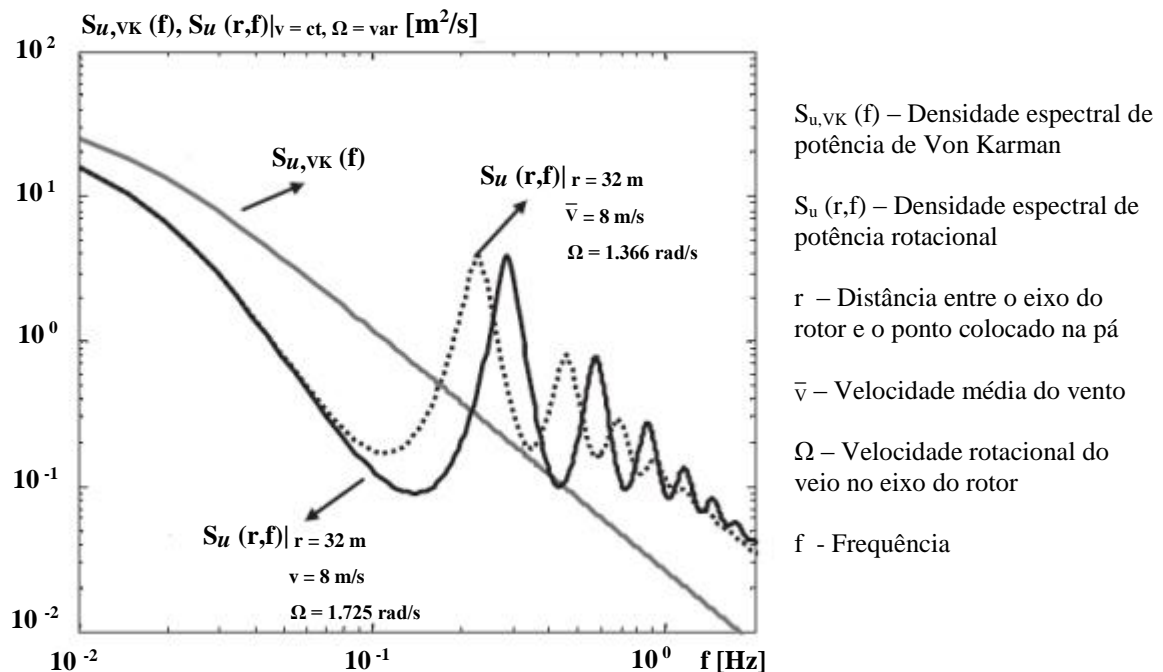


Figura 3.6 – Espectro estacionário de von Karman e dois espectros rotacionais [37]

O método completo para derivar o espectro rotacional encontra-se em [36]. No entanto, por simplificação apresenta-se apenas a expressão final do espectro rotacional [3]:

$$S_0^v(f_k) = 2T_f \left[\frac{1}{N} \sum_{p=0}^{N-1} \kappa_v^{*0}\left(r, p \frac{T_f}{N}\right) \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{k}{N} \cdot p \frac{T_f}{N}\right) d\tau \right] \quad (3.15)$$

Sendo:

$S_0^v(f_k)$ – Espectro de amostra rotacional [m^2/s]

f_k – Frequência da flutuação sinusoidal k [Hz]

κ_v^{*0} – Função de autocorrelação para um ponto no raio r numa pá rotativa [m^2/s^2]

T_f – Período correspondente à mais baixa frequência discreta [s]

N – Número de pontos retirados da série temporal de κ_v^{*0} [-]

k – Número de índice de frequência [-]; $k = 1, 2, \dots, N$

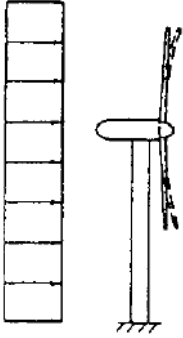
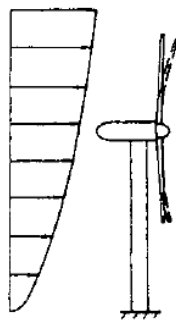
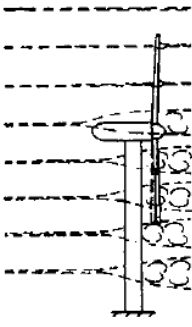
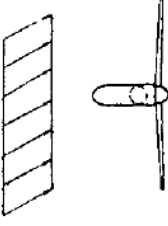
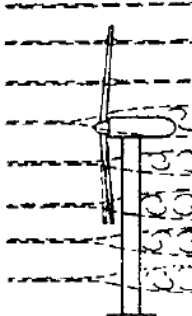
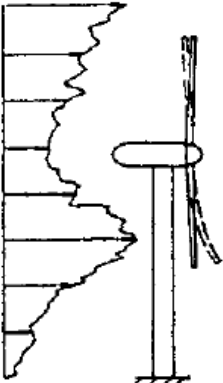
p – Contador da série temporal discreta [-].

O espectro rotacional calculado pela equação (3.15) fornece os resultados para um ponto em apenas uma pá. No caso de um rotor com N_b pás, sendo N_b o número de pás, os picos da esquerda para a direita da figura 3.6, são denominados por $1P$, $2 \times N_b P$, $3 \times N_b P$, até $n \times N_b P$. A quantidade de energia neste tipo de espectro é o mesmo que no caso de um rotor com uma pá e os picos $N_b P$ seguintes vão aumentar devido aos troços sem picos. No entanto este aumento de energia será mínimo, uma vez que a quantidade de energia entre o pico $1P$ e o pico da frequência mais baixa, é muito pequeno devido à escala da frequência ser logarítmica.

3.3.5 Ação do vento numa turbina eólica

As ações do vento a que uma turbina eólica está sujeita, dividem-se em ações constantes e irregulares, podendo as irregulares ter um carregamento cíclico ou não cíclico, como se pode constatar na tabela 1.

Tabela 1 – Diferentes tipos de ações aerodinâmicas numa turbina eólica *offshore*, adaptado [38]

Ações Constantes	Ações Irregulares	
	Ações Cíclicas	Ações Não Cíclicas
 Velocidade média constante do vento	 Vento transversal vertical	 Rotores sotavento Efeito sombra da torre
	 Vento transversal Ângulo de yaw	
	 Rotores barlavento Efeito barreira da torre	 Turbulência do vento

No entanto, as ações mais importantes no rotor são a força de impulsão e o torque que as pás transmitem ao veio do rotor [18]. A análise da força associada ao torque transmitido ao veio do rotor está associada ao torque para a conversão e produção de energia, pelo que em termos de análise de esforços, apenas a força de impulsão será descrita.

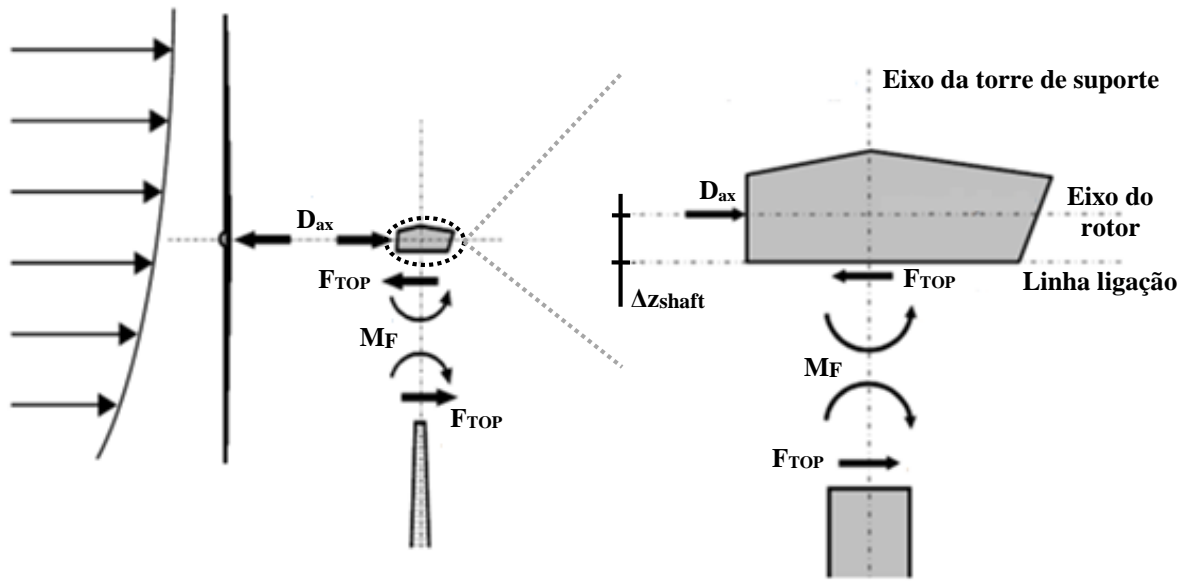


Figura 3.7 – Transferência da força de impulsão do vento na turbina para o topo da torre de suporte, adaptado [3]

Dada a excentricidade existente (Δz_{shaft}) entre o eixo do veio do rotor e o topo da torre, a força de impulsão axial à turbina (D_{ax}) pode ser decomposta na torre numa força horizontal F_{TOP} e num momento M_F , como mostra a figura 3.7. A força no topo da torre, F_{TOP} , consiste numa reação oposta e equivalente à força de impulsão axial à turbina (D_{ax}), isto é:

$$F_{\text{TOP}}(t) = D_{\text{ax}}(t) \quad (3.16)$$

Sendo:

$F_{\text{TOP}}(t)$ – Força no topo da torre [N]

$D_{\text{ax}}(t)$ – Força de impulsão axial [N].

Por equilíbrio, o momento fletor no topo da torre devido à excentricidade Δz_{shaft} da força de impulsão $D_{\text{ax}}(t)$, vem dado por:

$$M_F(t) = D_{\text{ax}}(t) \cdot \Delta z_{\text{shaft}} \quad (3.17)$$

Sendo:

$M_F(t)$ – Momento fletor devido à excentricidade de F_{TOP} [N.m]

Δz_{shaft} – Distância vertical entre o topo da torre e o eixo do rotor [m].

Tanto a força F_{TOP} como o momento flector M_F são transmitidos do rotor da turbina eólica, para o topo da torre de suporte. Como se pode constatar, a força de impulsão axial D_{ax} , necessita de ser determinada e para tal é utilizada a teoria da quantidade de movimento de elementos de pá (na literatura inglesa, conhecida como BEM).

3.3.5.1 Teoria da quantidade de movimento de elementos de pá (BEM)

A teoria da quantidade de movimento de elementos de pá (na literatura inglesa, *Blade Element Momentum Theory*, BEM) resulta da combinação das teorias do disco atuante (na literatura inglesa, *Momentum Theory*) com a teoria dos elementos de pá. A descrição pormenorizada destes métodos surge fora do âmbito desta dissertação, mas pode ser encontrada em manuais de energia eólica como por exemplo em Manwell [18]. Cada teoria (disco atuante e elementos de pá) fornece uma expressão referente ao coeficiente da força axial, estando cada coeficiente dependente do fator de indução [3]. Para a determinação da força de impulsão axial D_{ax} , seguem-se três passos: primeiro, determina-se o fator de indução, igualando os coeficientes da força axial das duas teorias; no segundo passo, determina-se o coeficiente da força axial, substituindo o fator de indução na expressão da teoria do disco atuante e por último, substituindo o coeficiente de força axial na expressão da teoria dos elementos de pá, a força de impulsão axial à turbina é dada por [3]:

$$D_{ax}(t) = C_{Dax} A_d \frac{1}{2} \rho_{ar} V_0^2 \quad (3.18)$$

Sendo:

A_d – Área de superfície do disco atuante [m^2]

V_0 – Velocidade do vento não perturbada [m/s]

C_{Dax} – Coeficiente da força axial [-]

ρ_{ar} – Densidade de massa do ar [kg/m^3].

3.3.5.2 Amortecimento aerodinâmico

Tendo em conta que os deslocamentos da torre de suporte, serão maiores no topo do que na base, a velocidade do vento não perturbada V_0 também será maior. Para contabilizar esse efeito, é necessário substituir a velocidade da equação 3.18, pela velocidade relativa V_{rel} que origina a expressão:

$$D_{ax}(t) = C_{Dax} A_d \frac{1}{2} \rho_{ar} V_{rel}^2 \quad (3.19)$$

$$\text{Sendo } V_{\text{rel}} = V_0 - V_{\text{top}} \quad (3.20)$$

Onde:

V_{top} – Velocidade do vento no topo da torre [m/s]

V_{rel} – Velocidade do vento relativa [m/s].

Assim, uma vez que a direção do vento pode ser ou não colinear com o movimento do topo da torre, a força axial acompanha essa variação e o movimento da torre é reduzido pela sua própria velocidade. Este efeito é denominado amortecimento aerodinâmico e pode prolongar a longevidade da torre [3].

3.3.6 Ação do vento na torre de suporte

A ação do vento ao incidir na torre de suporte provoca uma carga distribuída, devido à força de arrasto. A pressão superficial devido ao vento sobre um elemento vertical pode ser expresso por [3]:

$$p_{\text{vento}}(z,t) = C_{\text{Da}} \frac{\rho_{\text{ar}}}{2} [V(z,t)]^2 \quad (3.21)$$

Sendo:

$p_{\text{vento}}(z,t)$ – Pressão superficial do vento sobre um elemento vertical [N/m²]

$V(z,t)$ – Velocidade de vento no elemento vertical [m/s]

C_{Da} – Coeficiente de arrasto aerodinâmico [-].

O coeficiente de arrasto tem em conta a geometria e a rugosidade da superfície do elemento bem como o padrão do fluxo de ar, estando portanto dependente do número de Reynolds [3].

O número de Reynolds pode ser expresso como sendo:

$$R_e = \frac{V D_o}{\nu} \quad (3.22)$$

Sendo:

R_e – Número de Reynolds [-]

D_o – Diâmetro exterior do elemento vertical [m]

ν – Viscosidade cinética do ar [m²/s].

Nesta dissertação, assumiu-se que a superfície do elemento vertical é suave e tem um $C_{Da} = 0,7$. Uma vez que a velocidade do próprio elemento tem de ser considerada, substituindo a velocidade do vento $V(z,t)$ pela velocidade do vento no nó analisado, a relação entre a pressão superficial e a carga distribuída q_w pode ser expressa como:

$$q_w(z,t) = C_{Da} \frac{\rho_{ar}}{2} [V_{rel}(z,t)]^2 D_o(z) \quad (3.23)$$

Sendo:

$$V_{rel}(z,t) = V(z,t) - V_{nó}(z,t) \quad (3.24)$$

Onde:

$V_{nó}(z,t)$ – Velocidade no nó [m/s].

3.4 Ações hidrodinâmicas

Um aerogerador *offshore* está sujeito a ações hidrodinâmicas originárias da aceleração e velocidade das partículas da água. Para proceder ao cálculo destes parâmetros, torna-se necessário dividir a dinâmica das ondas em duas componentes: as ondas e a corrente [3]. Neste capítulo, são descritas as forças hidrodinâmicas provenientes das ondas e da corrente e a sua ação na torre de suporte.

3.4.1 Descrição da alteração da superfície do mar

Para a descrição da alteração da superfície do mar, [32] refere que se reduzirmos a superfície de uma zona do mar a um ponto, ao medirmos a elevação da superfície à medida que atravessa esse ponto ao longo do tempo, vamos obter um sinal variável no tempo, ou seja, uma série temporal. Essa série temporal pode ser transformada, através de transformadas de Fourier, num espectro de densidade de energia ou espectro de onda. Os espectros de ondas mais usados na literatura, para ondas geradas pelo vento, são os de Pierson-Moskowitz (PM) para mares totalmente desenvolvidos (*fetch*² infinito) e o de JONSWAP (JS) para mares não totalmente desenvolvidos, sob condição de um determinado vento, como se mostra na figura 3.8. A forma do espectro de PM foi ajustada através de medições no Oceano Atlântico durante longos períodos de condições ambientais constantes enquanto o de JS, foi obtida através de medições no mar do Norte durante o Joint North Sea Wave Project (JONSWAP).

² fetch – distância até onde se faz sentir o vento, responsável pela geração de ondas.

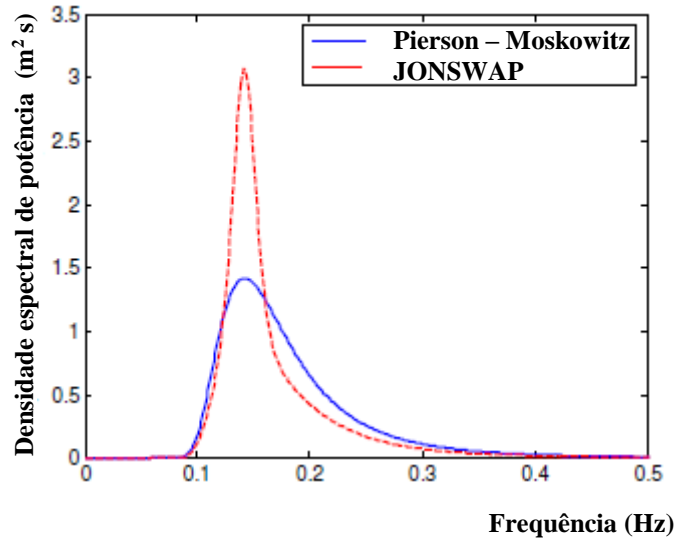


Figura 3.8 – Espectros de onda JONSWAP e Pierson - Moskowitz para um igual período de pico, considerando $H_S = 1,5$ metros e $T_p = 7,05$ segundos, adaptado [32]

O espectro de PM, em função da altura de onda significativa H_S e do período de pico de onda T_p , é definido por [32] como:

$$S_{PM}(f) = \frac{5}{16} \left[H_S^2 / (T_p^4 \cdot f) \right] \cdot \exp \left[-\frac{5}{4} (f T_p)^4 \right] \quad (3.25)$$

Sendo:

$S_{PM}(f)$ – Espectro de densidade de energia de Pierson-Moskowitz [$m^2/s/rad$]

H_S – Altura de onda significativa [m]

T_p – Período de pico de onda [s]

f – frequência [Hz].

O espectro de JS tem a forma semelhante ao espectro de PM, afetado por um fator de intensificação de pico γ_{JS} . Um valor típico deste fator é $\gamma_{JS} = 3,3$. Se esse fator for igual a 1, o espectro torna-se igual ao de PM. Uma das expressões destes espectro é definido por [32] como:

$$S_{JS}(f) = F_n \cdot S_{PM}(f) \cdot \gamma_{JS}^{\exp \left[-\frac{(f - f_p)^2}{(2 \sigma_{JS}^2 \cdot f_p^2)} \right]} \quad (3.26)$$

Sendo:

$S_{JS}(f)$ – Espectro de densidade de energia de JONSWAP [$m^2/s/rad$]

σ_{JS} – Coeficiente de inclinação [-]; $\sigma_{JS} = \begin{cases} \sigma_a & \text{para } f \leq f_p \text{ (geralmente: 0.07)} \\ \sigma_b & \text{para } f > f_p \text{ (geralmente: 0.09)} \end{cases}$

σ_a – Coeficiente de inclinação para o lado esquerdo [-]

σ_b – Coeficiente de inclinação para o lado direito [-]

F_n – Fator normalizador [-]; $F_n = [5 (0.065 \gamma_{JS}^{0.803} + 0.135)]^{-1}$ para $1 \leq \gamma_{JS} \leq 10$

γ_{JS} – Fator de intensificação de pico [-]

f_p – Frequência de pico do espectro [Hz].

Apesar dos espectros acima apresentados serem os mais usuais, existem outros espectros que poderão representar com mais precisão o estado do mar num determinado local. Quantos mais anos de dados detalhados existirem sobre o local de implantação mais refinado fica o espectro.

3.4.2 Representação do comportamento das ondas

Para representar o comportamento das ondas é necessário converter o espectro de densidade de energia para séries temporais da onda, mudando o espectro da sua forma contínua para uma forma descontínua. O procedimento pormenorizado para a obtenção de uma onda irregular através de um dado espectro está descrito em [3]. Este procedimento pode ser descrito sinteticamente em quatro passos: primeiro, o espectro de onda é convertido em sinusoides individuais ou ondas regulares, através de transformadas inversas de Fourier; no segundo passo, a amplitude e a frequência de cada senoide é derivada da função densidade de energia dada pelo espectro; no terceiro passo, o ângulo de fase é escolhido aleatoriamente para cada senoide e por fim, a soma de todas essas sinusoides correspondem à elevação da superfície do mar em cada ponto no tempo.

Em águas profundas, a partícula da água move-se em círculos de acordo com uma onda harmónica podendo ser descrita pela teoria da onda linear de Airy [39]. Como o comportamento das ondas é influenciado pela topologia do fundo oceânico, quando a profundidade baixa em relação ao comprimento de onda (λ_{ONDA}), o movimento circular da onda modifica-se num movimento elítico, figura 3.9.

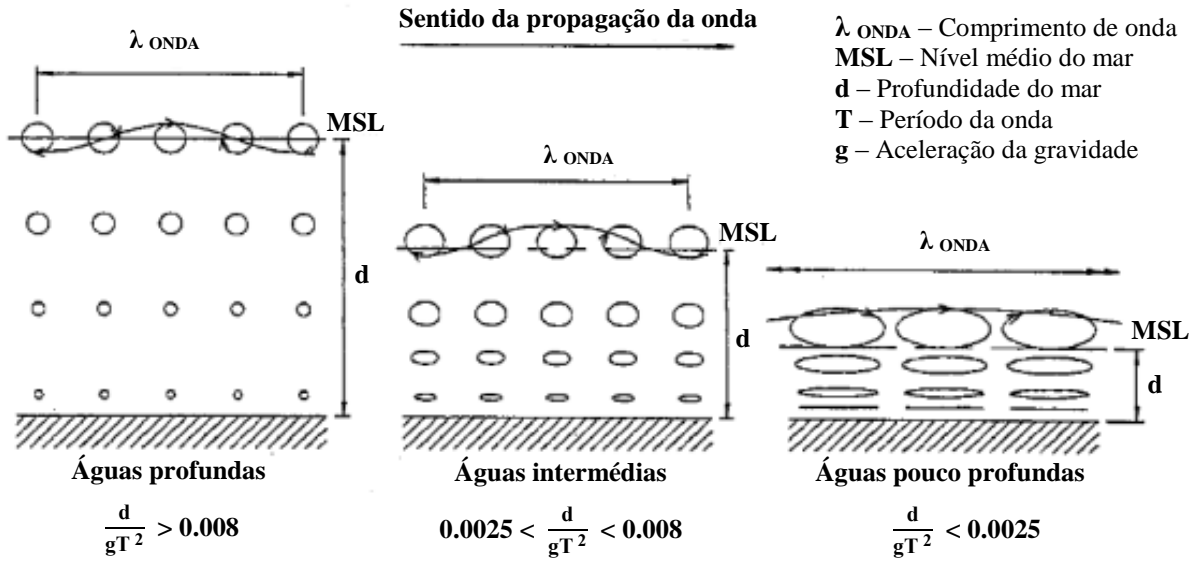


Figura 3.9 – Órbitas das partículas de água segundo a teoria de Airy, adaptado [40]

A cinemática horizontal da partícula de água, considerando o eixo z positivo acima do nível médio do mar (MSL) e o eixo x no sentido da onda, é descrita por [32]:

$$u(x,z;t) = \hat{\zeta} \, 2\pi f \left[\frac{\cosh k_{\text{onda}} (z + d)}{\sinh k_{\text{onda}} d} \right] \cos(k_{\text{onda}} x - 2\pi f t) \quad (3.27)$$

$$\dot{u}(x,z;t) = \hat{\zeta} \, (2\pi f)^2 \left[\frac{\cosh k_{\text{onda}} (z + d)}{\sinh k_{\text{onda}} d} \right] \sin(k_{\text{onda}} x - 2\pi f t) \quad (3.28)$$

Sendo:

$\hat{\zeta}$ – Amplitude de onda [m]; $\hat{\zeta} = 0.5 H$

H – Altura da onda [m]

d – Profundidade de água [m]

k_{onda} – Número da onda [m^{-1}]; $k_{\text{onda}} = 2\pi / \lambda_{\text{onda}}$

\dot{u} – Aceleração da partícula de água [m/s^2]

u – Velocidade da partícula de água [m/s].

Uma vez que a teoria de Airy, é apenas válida até ao nível médio da água (MSL), é necessário corrigir esta situação através de um dos métodos mais usual, denominado por Wheeler *stretching* [39]. Esta correção consiste em determinar o perfil cinemático da onda ao longo da profundidade da água em cada período do tempo sendo posteriormente o perfil alongado para uma elevação instantânea da superfície da onda, como se vê na figura 3.10.

Wheeler *stretching*:

Perfil é redistribuído para uma elevação instantânea da onda

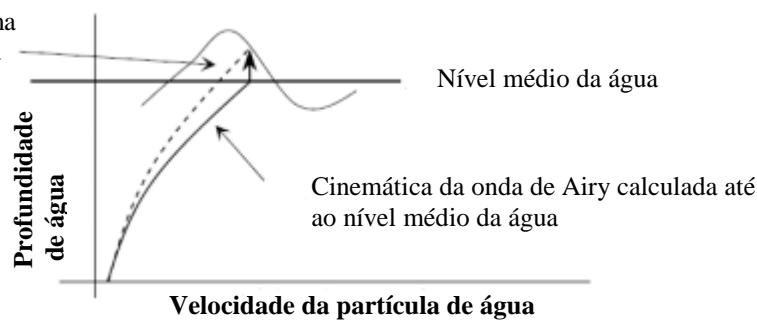


Figura 3.10 – Movimento normal da onda de Airy até ao nível médio da água e Wheeler *stretching* [32]

3.4.3 Ondas extremas e teorias das ondas não lineares

Para determinar as ações devidas às ondas extremas, é necessário conhecer a altura máxima de onda para os períodos de retorno de 50 e 100 anos, através de dados do local de implantação. Para proceder ao cálculo das forças das ondas, nem sempre a teoria Linear é a teoria que melhor descreve as características não-lineares das ondas extremas [32].

Através da figura 3.11, utilizando três parâmetros, profundidade da água d , altura de onda H e período de onda T , é possível estimar qual a teoria de ondas aplicável, as zonas de aplicação e se a área é próxima da zona de rebentação.

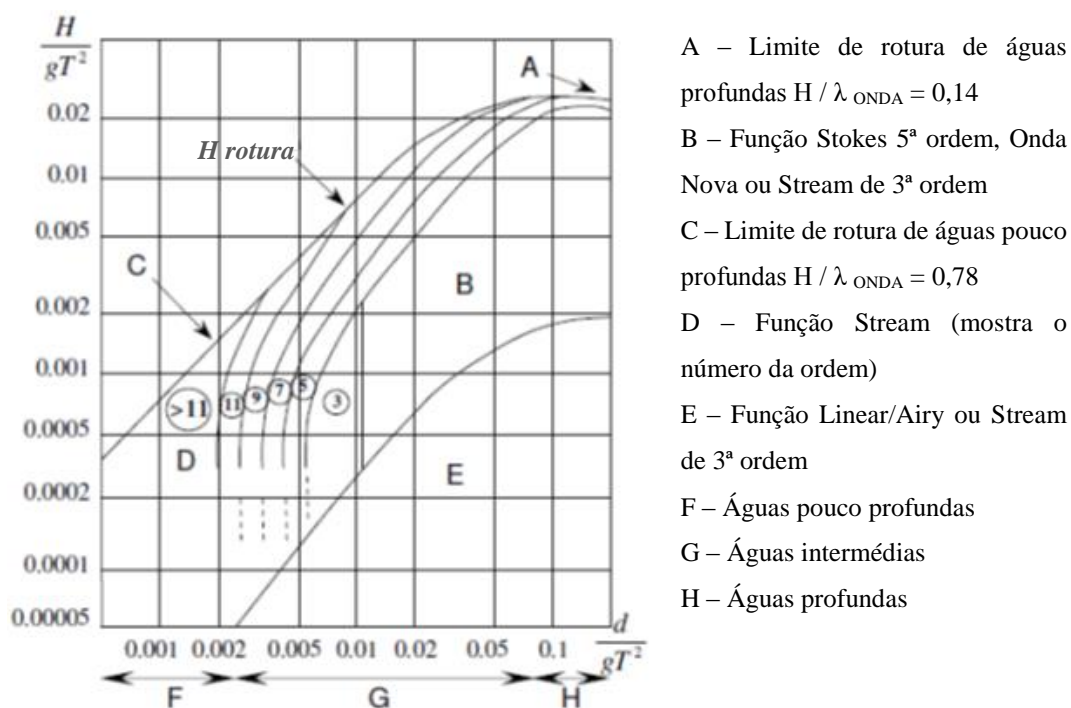


Figura 3.11 – Ábaco de aplicabilidade das teorias de onda, adaptado [32]

3.4.4 Corrente

Segundo [35] as correntes marítimas podem ser geradas por diferentes razões. As duas principais categorias de correntes influenciando estruturas fixas instaladas em águas profundas são as correntes induzidas pelo vento e as correntes de sub superfície ou de maré. A velocidade total da corrente para um dado nível z , é assim obtida pela soma de duas componentes:

$$U_c(z) = U_{c, \text{ maré}}(z) + U_{c, \text{ vento}}(z) \quad (3.29)$$

Sendo:

z – Distância acima do nível médio da água [m]

$U_{c, \text{ maré}}(z)$ – Velocidade da corrente de maré para o nível médio da água [m/s]

$U_{c, \text{ vento}}(z)$ – Velocidade da corrente gerada pelo vento para o nível médio da água [m/s].

3.4.4.1 Corrente de maré

As correntes de maré ou sub superficiais são geradas por diferenças do nível da água devido a vagas de tempestade e diferenças barométricas ou por diferenças termais e de salinidade da água. São correntes previsíveis, regulares com um período de 12 horas. A corrente de maré máxima, precede ou procede, a maré astronómica mais alta ou a mais baixa.

O cálculo da velocidade é baseado na velocidade à superfície, depende das condições do sítio de implantação e tem um perfil exponencial dado por:

$$U_{c, \text{ maré}}(z) = U_{c, \text{ maré}} \cdot \left(\frac{d_{c, \text{ maré}} + z}{d_{c, \text{ maré}}} \right)^{1/7} \quad (3.30)$$

Sendo:

$d_{c, \text{ maré}}$ – Distância entre a profundidade e o nível médio do mar (valor positivo) e $z \leq 0$ [m].

3.4.4.2 Corrente induzida pelo vento

As correntes induzidas pelo vento são geradas pela pressão do vento ou pelo gradiente de pressão atmosférico durante uma tempestade e pode ser expresso por:

$$U_{c, \text{ vento}}(z) = U_{c, \text{ vento}} \cdot \left(\frac{d_o + z}{d_o} \right) \quad - d_o \leq z \leq 0 \quad (3.31)$$

$$U_{c, \text{ vento}}(z)=0 \quad z < -d_0 \quad (3.32)$$

Sendo:

d_0 – Profundidade de referência [m]; Em que $d_0 = 20$ [35].

No entanto, devido à escala temporal da velocidade de corrente ser bastante superior em relação às restantes ações, é prática comum assumir a velocidade e a direção da corrente como sendo constantes e assumir como único parâmetro variável a profundidade da água [32] [3].

Quando não existe informação específica no local, sobre esses parâmetros, podem considerar-se três tipos de perfis de correntes em função da profundidade (figura 3.12), o perfil linear, o bilinear e o da função exponencial dada anteriormente pela expressão 3.30.

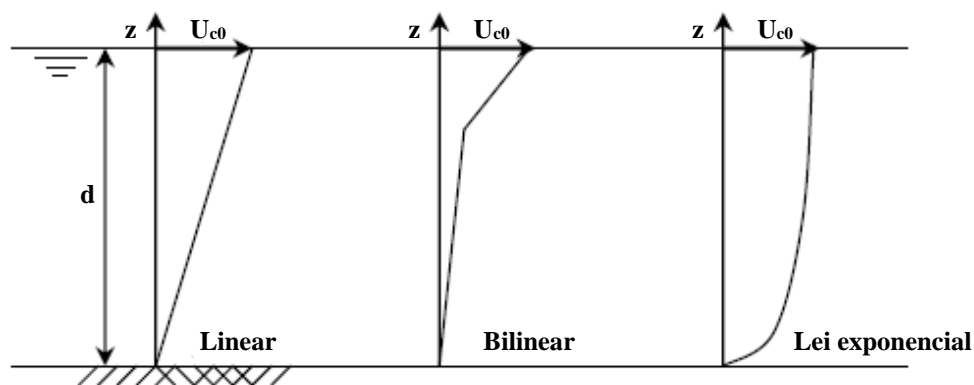


Figura 3.12 – Vários perfis da corrente em função da profundidade [32]

3.4.4.3 Erosão localizada

Um efeito a ter em conta no capítulo das correntes é a erosão localizada nos pilares da torre de suporte (na literatura inglesa *scouring*) do aerogerador *offshore*. Este efeito acontece quando existe um fluxo repetitivo do escoamento de água junto ao fundo do mar, originando uma gradual remoção de sedimentos e de material da camada de proteção da fundação (figura 3.13). No entanto esta situação pode ser acautelada com a utilização de técnicas de proteção que passam pela colocação de pedras ou de sacos de areia na zona superior da camada da fundação. No entanto, a corrente na zona em estudo desta dissertação, não é forte o suficiente para promover erosão/resuspensão dos sedimentos do fundo [41].

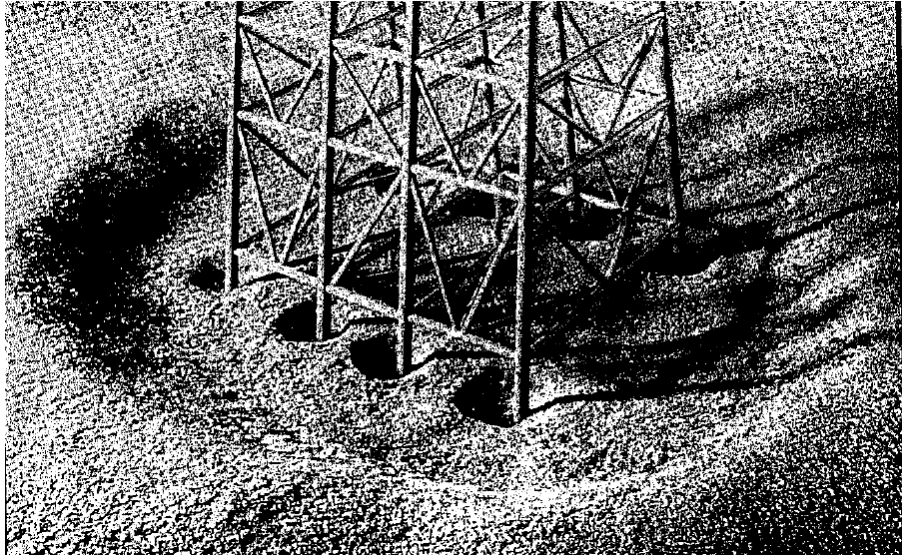


Figura 3.13 – Efeito de erosão localizada (*scouring*) numa plataforma *offshore* [40]

3.4.5 Ações hidrodinâmicas na torre de suporte

Para obter com boa precisão as forças hidrodinâmicas que o mar exerce sobre um aerogerador *offshore*, o local de implantação da torre deve ser monitorizado (por exemplo através de boias oceânicas) permitindo verificar e calibrar as teorias existentes na literatura para uma avaliação mais precisa das ações resultantes das ondas e correntes na torre. A avaliação destas forças depende do tipo e das dimensões da estrutura considerada e do regime do escoamento definido ao redor da mesma [42]. Existem três formas distintas para a sua definição: a formulação de Morison, a teoria de Froude - Krylov e a teoria da difração. Se um elemento é de pequena dimensão comparado com o comprimento de onda, então os movimentos da partícula de água apenas afetam localmente o elemento e as forças podem ser calculadas pela equação de Morison [43] [44] [45]. Nesse caso, a presença da estrutura não afeta as propriedades da onda e os efeitos de difração podem ser desprezados [46].

No presente estudo utilizou-se a formulação de Morison para a determinação das ações hidrodinâmicas sobre a torre de suporte. Quanto às restantes teorias sugere-se uma consultada detalhada em [47].

A equação de Morison descreve a força horizontal correspondente à ação das ondas e corrente, que atuam num cilindro vertical fixo ao fundo do mar e que se prolonga até à superfície. Essa força é quantificada pela soma da componente da inércia e a de arrasto:

$$F_{\text{Morison}} = f_i(x, z, t) + f_d(x, z, t) \quad (3.33)$$

Sendo:

F_{Morison} – Força hidrodinâmica [N/m]

f_i – Força de inércia hidrodinâmica [N/m]

f_d – Força de arrasto hidrodinâmica [N/m].

Para melhor descrever a componente da inércia, considere-se uma partícula de água que após passagem de uma onda, adquire movimento e que é desviada devido à presença de um elemento vertical. Essa alteração de movimento produz trabalho através da aplicação de uma força no elemento vertical [42]. A parcela da inércia de acordo com [32] é a seguinte:

$$f_i(x, z, t) = C_M \cdot \left(\frac{\rho_{\text{água}} \pi D^2}{4} \right) \cdot \ddot{u}(x, z, t) \quad (3.34)$$

Sendo:

C_M – Coeficiente de inércia hidrodinâmico [-]

$\rho_{\text{água}}$ – Densidade da água [kg/m³]

D – Diâmetro da seção cilíndrica [m].

A força de arrasto é causada pela diferença de pressão entre a parte frontal, onde embatem as ações hidrodinâmicas, e a parte posterior do elemento vertical. Como consequência do escoamento viscoso, temos, ao redor do cilindro, a separação da camada limite, o que resulta numa região de baixa pressão a jusante do cilindro. Devido a esta diferença de pressão, é originada uma força que atua no cilindro, na direção da velocidade instantânea da partícula de água [42]. Este efeito está ilustrado na figura 3.14.

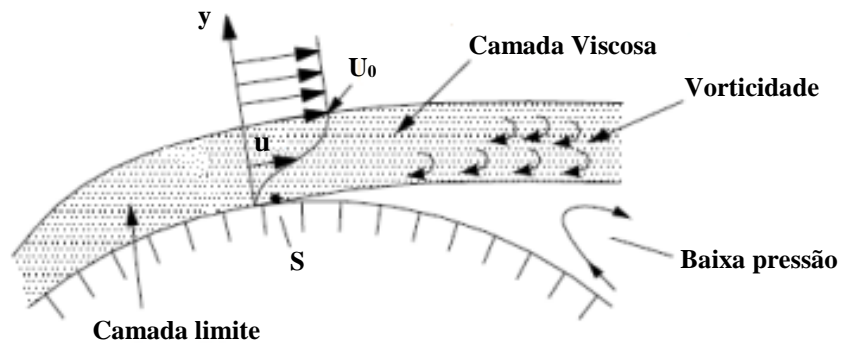


Figura 3.14 – Separação da camada-limite no cilindro num ponto S [46]

A parcela de arrasto é a seguinte [32]:

$$f_d(x,z,t) = C_{Dh} \cdot \frac{1}{2} \rho_{\text{água}} D \cdot |u(x,z,t)| u(x,z,t) \quad (3.35)$$

Sendo:

C_{Dh} – Coeficiente de arrasto hidrodinâmico [-].

Se a estrutura, para além da ação das ondas, também é influenciada pela corrente, é necessário incorporar a sua velocidade no cálculo da força hidrodinâmica total. Assim, a força total de arrasto tem a seguinte expressão [32]:

$$f_d(x,z,t) = C_{Dh} \cdot \frac{1}{2} \rho_{\text{água}} D \cdot [|(U_o + U_c)| (u + U_c)] \quad (3.36)$$

Sendo:

U_o – Velocidade da partícula induzida da onda [m/s]

U_c – Velocidade da corrente [m/s].

Os coeficientes C_{Dh} e C_M , são determinados em função do número de Reynolds e de Keulegan – Carpenter, respetivamente. Os seus valores típicos são $C_{Dh} = 0.7$ e $C_M = 2.0$ [32] [3]. No entanto, optou-se nesta dissertação por utilizar os valores recomendados pela norma API [30], presentes na tabela 2, por ser a norma adotada pelo programa SAP 2000.

Tabela 2 – Valores dos coeficientes hidrodinâmicos mediante rugosidade do cilindro [30]

Superfície do cilindro	C_{Dh}	C_M
Lisa	0.65	1.6
Rugosa	1.05	1.2

É necessário ainda ter em conta a influência da massa hidrodinâmica adicionada. Quando um fluido atravessa um objecto existe uma aceleração relativa dessa massa de água ao redor do objecto. Essa aceleração pode ser definida pela integração da pressão à volta do objecto e tem a seguinte expressão [45]:

$$m_{\text{adicionada}} = \rho_{\text{água}} C_a V \quad (3.37)$$

Sendo:

$m_{\text{adicionada}}$ – Massa hidrodinâmica adicionada [kg]

V – Volume do objeto [m^3]

C_a – Coeficiente de massa adicionado [-].

3.5 Ações sísmicas

Uma vez que a zona de implantação do aerogerador é em Portugal, a quantificação da ação do sismo tem de ser considerada. Para efeitos de quantificação da ação do sismo optou-se por seguir a metodologia sugerida pela norma NP EN 1998 [22]. Apresenta-se de seguida um resumo dos principais aspetos a considerar na ação sísmica.

3.5.1 Zonamento de Portugal Continental

O território de Portugal continental está dividido em várias zonas sísmicas como indica a figura 3.15.

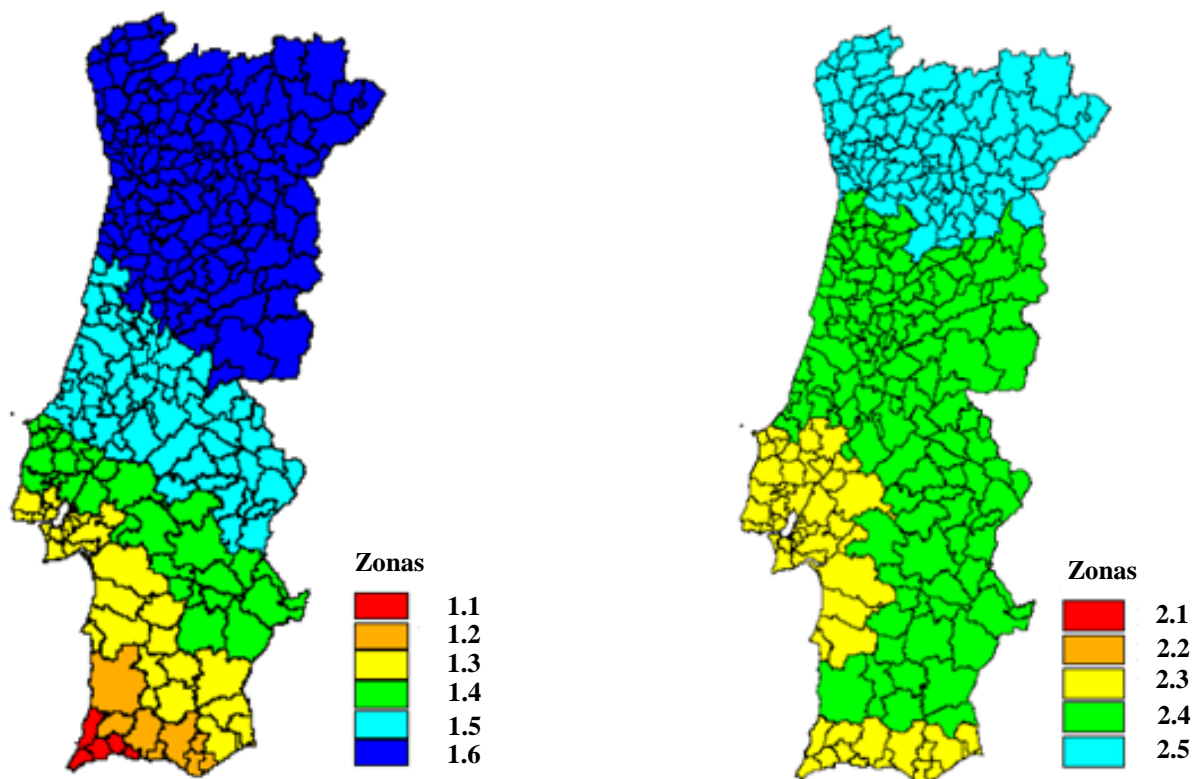


Figura 3.15 – Zonamento sísmico em Portugal Continental para a ação sísmica tipo 1 e ação sísmica tipo 2, da esquerda para a direita [22]

Os zonamentos apresentados são distintos para duas ações sísmicas, tipo 1 e tipo 2. A ação sísmica tipo 1 corresponde a considerar o epicentro de um sismo afastado e a ação sísmica do tipo 2 corresponde à situação contrária, o que leva o território nacional a comportar-se de maneira diferente. A ação sísmica tipo 1 está classificada entre 1.1 a 1.6 e a ação sísmica tipo 2 está classificada entre 2.1 a 2.5, sendo as zonas sísmicas classificadas numa ordem decrescente de sismicidade. As zonas sísmicas 2.1 e 2.2 da ação sísmica tipo 2, ocorrem apenas no arquipélago dos Açores.

3.5.2 Classificação do solo

Quanto ao tipo de solo, a classificação é feita em termos de rigidez e resistência decrescente do respetivo terreno [48] e os vários tipos de terreno estão apresentados na tabela 3.

Tabela 3 – Descrição dos vários tipos de terreno, adaptado [48]

Tipo de Terreno	Descrição
A	Rocha ou formação rochosa, incluindo no máximo 5m de material fraco à superfície
B	Depósitos muito densos de areias, cascalho ou argila muito compacta, com alguma espessura (na ordem das dezenas), caracterizados por um aumento gradual das propriedades mecânicas com a profundidade
C	Depósitos fundos de areia de média/alta densidade, cascalho ou argila compacta, com espessuras consideráveis (das dezenas às centenas de metros)
D	Depósitos de solos de média coesão soltos ou de solos de baixa coesão compactos
E	Formações aluvionares de pequena espessura (5 a 20m) sobre formações rochosas
S1	Depósitos com uma espessura mínima de 10m, constituídos por argila/sedimentos com elevado nível de plasticidade e alto nível freático
S2	Depósitos de solos suscetíveis de liquefação, argilas incoerentes ou outro tipo de solo que não se enquadre nas categorias acima descritas

Para mais informação sobre os parâmetros geotécnicos dos tipos de terreno acima apresentados, sugere-se a consulta da norma NP EN 1998 [22].

3.5.3 Representação da ação sísmica

Segundo a norma NP EN 1998 [22] o movimento sísmico num dado ponto da superfície do terreno é representado por um espectro de resposta elástica da aceleração à superfície do terreno, figura 3.16. Existem duas configurações espectrais, o espectro do tipo 1 e tipo 2, para situações em que ocorra um evento sísmico com magnitude superior a 7.0, de ação sísmica tipo 1 e de magnitude inferior a 7.0, ação sísmica tipo 2, respetivamente. Um espectro de resposta é geralmente representado graficamente e relaciona o valor máximo da resposta da aceleração, velocidade e deslocamento em função da frequência (ou período) própria do terreno e ainda do valor do coeficiente de amortecimento considerado [48].

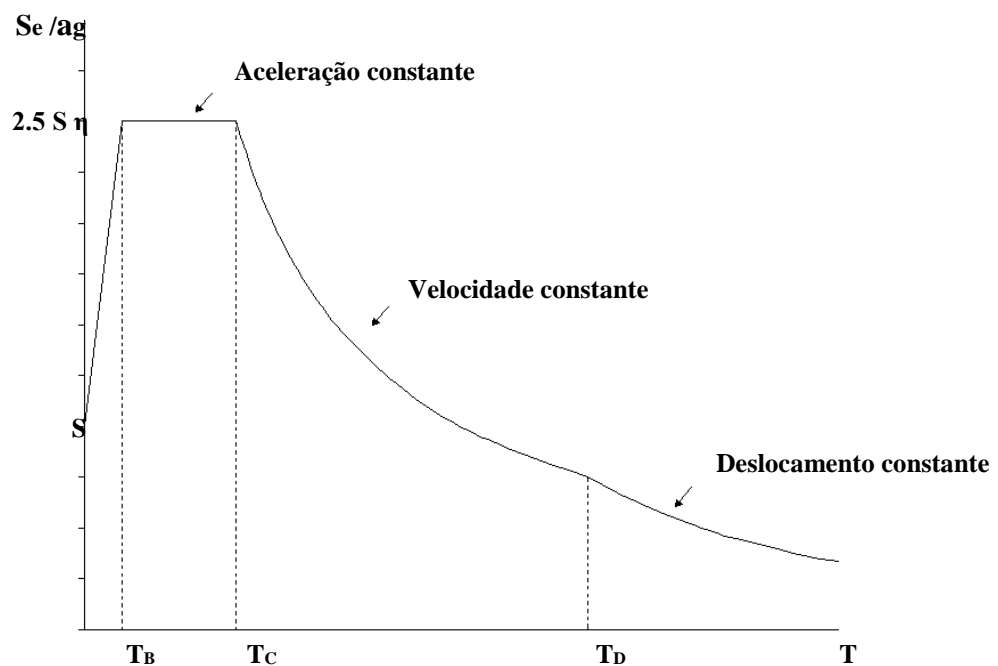


Figura 3.16 – Forma do espectro de resposta elástica, adaptado [22] e [48]

Sendo:

η – Coeficiente de correção do amortecimento, com o valor de referência $\eta = 1$ para 5 % de amortecimento viscoso [-]

a_g – Valor de cálculo da aceleração à superfície de um terreno do tipo A [m/s^2]

S – Coeficiente do solo [-]

T_B – Limite inferior do período no patamar de aceleração espectral constante [s]

T_C – Limite superior do período no patamar de aceleração espectral constante [s]

T_D – Valor que define no espectro o início do ramo de deslocamento constante [s]

$S_e(T)$ – Espectro de resposta elástica [m/s^2]

T – Período de vibração de um sistema linear com um grau de liberdade [s].

Para a definição dos espectros de resposta elásticos, o valor do parâmetro S é determinado através das seguintes expressões:

$$a_g \leq 1 \text{ m/s}^2 \quad S = S_{\max} \quad (3.38)$$

$$1 \text{ m/s}^2 < a_g < 4 \text{ m/s}^2 \quad S = S_{\max} - \frac{S_{\max}}{3} (a_g - 1) \quad (3.39)$$

$$a_g \geq 4 \text{ m/s}^2 \quad S = 1 \quad (3.40)$$

O valor do parâmetro S_{\max} , a adotar está indicado na tabela 4.

Tabela 4 – Valores dos parâmetros definidores do espectro de resposta elástico para os dois tipos de ação sísmica, adaptado [22]

Ação sísmica Tipo 1					Ação sísmica Tipo 2				
Tipo de terreno	S_{\max}	$T_B(s)$	$T_C(s)$	$T_D(s)$	Tipo de terreno	S_{\max}	$T_B(s)$	$T_C(s)$	$T_D(s)$
A	1,00	0,10	0,60	2,00	A	1,00	0,10	0,25	2,00
B	1,35	0,10	0,60	2,00	B	1,35	0,10	0,25	2,00
C	1,60	0,10	0,60	2,00	C	1,60	0,10	0,25	2,00
D	2,00	0,10	0,80	2,00	D	2,00	0,10	0,30	2,00
E	1,80	0,10	0,60	2,00	E	1,80	0,10	0,25	2,00

Em Portugal, os valores da aceleração máxima de referência a_{gR} , para as várias zonas sísmicas e para os dois tipos de ação sísmica a considerar, são os indicados na tabela 5.

Tabela 5 - Aceleração máxima de referência nas várias zonas sísmicas [22]

Ação Sísmica Tipo 1		Ação Sísmica Tipo 2	
Zona Sísmica	agR (m/s ²)	Zona Sísmica	agR (m/s ²)
1.1	2,5	2.1	2,5
1.2	2	2.2	2
1.3	1,5	2.3	1,7
1.4	1	2.4	1,1
1.5	0,6	2.5	0,8
1.6	0,35	-	-

3.5.4 Classes de Importância

Os edifícios são classificados em quatro classes de importância em função das consequências do colapso em termos de vidas humanas, da sua importância para a segurança pública e proteção civil imediatamente após o sismo e ainda das consequências sociais e económicas [22]. As classes de importância estão apresentadas na tabela 6.

Tabela 6 – Classes de importância para edifícios [22]

Classes de Importância	Edifícios
I	Edifícios de importância menor para a segurança pública, como por exemplo edifícios agrícolas, etc.
II	Edifícios correntes, não pertencentes às outras categorias
III	Edifícios cuja resistência sísmica é importante tendo em vista as consequências associadas ao colapso, como por exemplo escolas, salas de reunião, instituições culturais, etc.
IV	Edifícios cuja integridade em caso de sismo é de importância vital para a proteção civil, como por exemplo hospitais, quartéis de bombeiros, centrais elétricas, etc.

As classes de importância vão influenciar o dimensionamento da ação sísmica (tabela 5), através dos coeficientes de importância γ_I definidos na tabela 7.

Tabela 7 – Coeficientes de importância γ_I [22]

Classe de Importância	Ação sísmica Tipo 1	Ação sísmica Tipo 2	
		Continente	Açores
I	0,65	0,75	0,85
II	1,00	1,00	1,00
III	1,45	1,25	1,15
IV	1,95	1,50	1,35

3.6 Conclusão

Após o término do capítulo 3, conclui-se que as ações são bastantes complexas, que abrangem várias áreas de conhecimento e devem de ser quantificadas com o máximo de rigor possível. Para tal, é vital que se consiga obter o máximo de dados e registos sobre a zona de implantação de um aerogerador *offshore*, pois a natureza física das ações de dimensionamento apresentadas, têm bastante variabilidade em parâmetros como a direção, intensidade, condições normais e extremas, etc. Na ausência de dados referentes ao local de implantação poderão ser adotados valores que poderão ser muito conservadoras e como tal poderão não traduzir a realidade do local.

4. LOCAL DE IMPLANTAÇÃO

Através do decreto-lei nº 5/2008 [49], o governo português no sentido de apostar na independência energética através da produção de energia elétrica de origem renovável, delimitou uma área *offshore*, denominada zona piloto. O objetivo principal desta zona piloto é a de permitir o desenvolvimento e implantação em regime de demonstração de equipamentos de aproveitamento da energia das ondas bem como a implementação de outras tecnologias de produção de energia elétrica.

Em Maio de 2011, a ENONDAS S.A, empresa concessionária da zona piloto, solicitou a caracterização do ambiente marinho da zona piloto ao Instituto Hidrográfico (IH). Este estudo teve uma duração de 15 meses e no final foi apresentado um relatório pelo IH [41]. Atendendo a que a zona piloto foi a zona escolhida para a implantação *offshore* da turbina eólica sobre a torre treliçada em betão pré-esforçado, objeto desta dissertação, são apresentados em seguida os pontos essenciais deste relatório [41].

A zona piloto está localizada na costa oeste portuguesa, próximo da localidade de S. Pedro de Moel, entre os paralelos 39° 57' 29.99'' N e 39° 47' 30.00'' N e limitada a Oeste pelo meridiano 9° 12' 00.00'' W e a Este pela isóbata³ 30 metros (correspondente ao limite exterior da zona de proteção ecológica portuguesa) apresentada na figura 4.1.

Para a delimitação da área foram denominados quatro vértices, representados pelas letras A, B, C e D, cujas coordenadas geográficas constam na tabela 8.

Tabela 8 – Coordenadas geográficas WG534 dos vértices da zona piloto [41]

Vértice	Longitude W	Latitude N
A	-9° 0' 5,42"	39° 57' 30"
B	- 9° 12'	39° 57' 30"
C	- 9° 13'	39° 47' 30"
D	-9° 3' 53,20"	39° 47' 30"

³ Isóbata – linha que une pontos do mar com a mesma profundidade

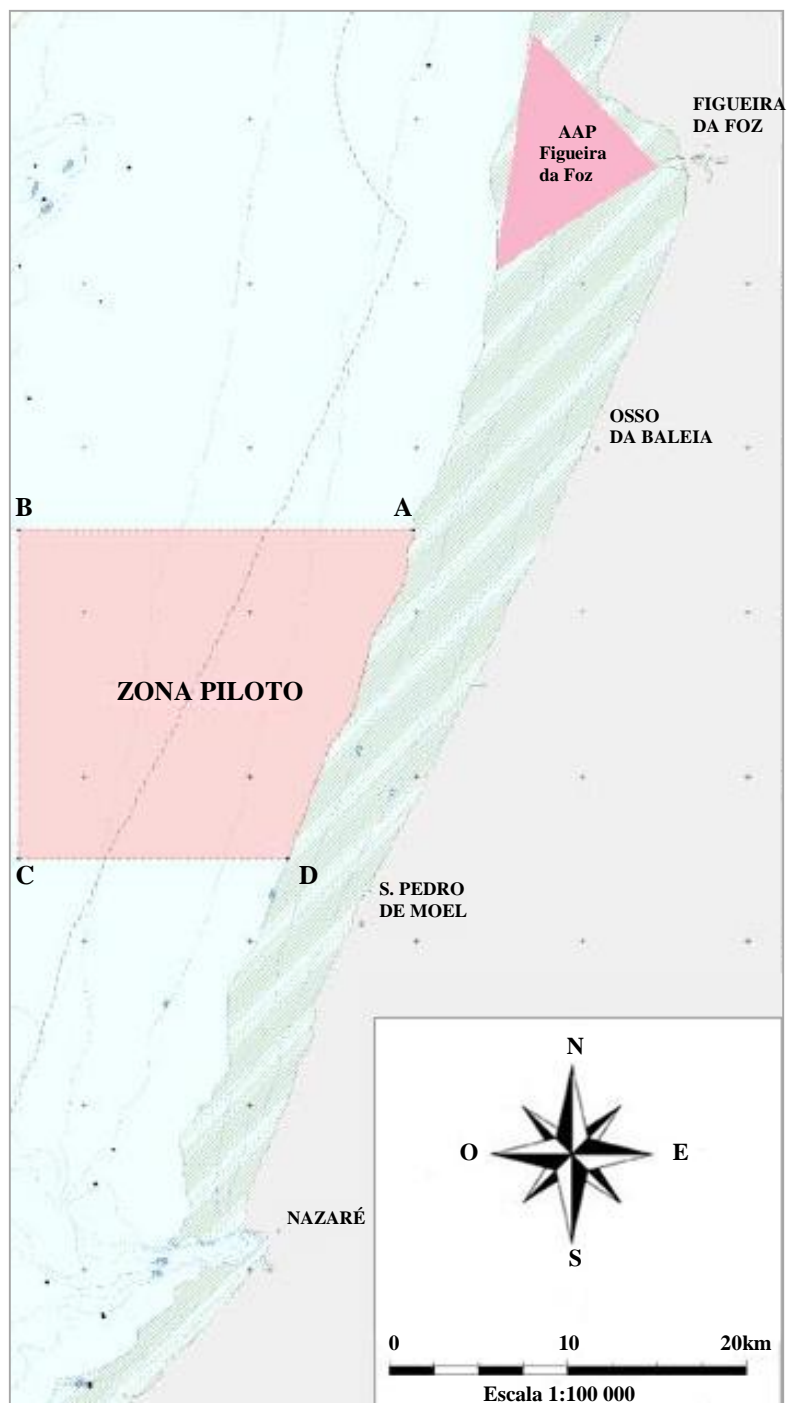


Figura 4.1 – Localização da zona piloto, adaptado [41]

Após reunião com a empresa concessionária, ficou definido que um possível local para implantação de um aerogerador, seria no alinhamento com o denominado corredor Sul, junto da praia Pedras Negras, na isóbata 50 metros, conforme assinalado na figura 4.2.

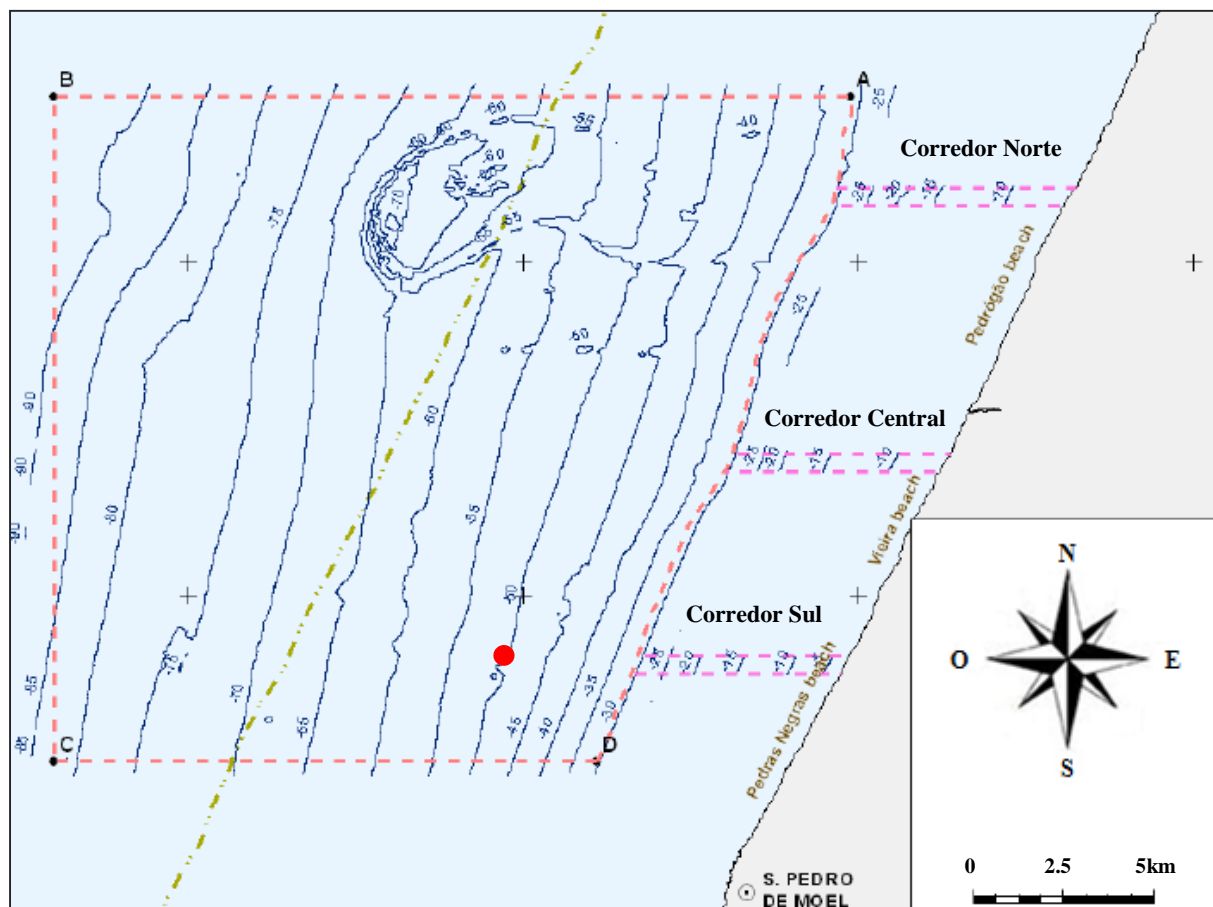


Figura 4.2 – Implantação do aerogerador (a vermelho) na zona piloto, adaptado [41]

4.1 Dados meteorológicos recolhidos pelo Instituto Hidrográfico

Para a caracterização meteorológica da zona piloto, o Instituto Hidrográfico (IH) lançou uma boia multi-paramétrica WAVESCAN (figura 4.3), próxima da isóbata 60 metros, que monitorizou em tempo real, parâmetros oceanográficos e meteorológicos, no período compreendido entre 10 de Dezembro de 2011 e 9 de Julho de 2012. A boia, inclui uma variedade de sensores meteorológicos e os seus dados foram comparados com a estação meteorológica costeira de Ferrel, situada 80 km a sul da zona de observação. Ancorado a cerca de sete metros de profundidade da plataforma esteve um perfilador acústico ADCP (*Acoustic Doppler Current Profiler*) usado para avaliar a intensidade hidrodinâmica junto ao fundo do mar, à saída do lado do mar dos corredores. Foram obtidas pelo IH séries temporais de vários parâmetros entre os quais a temperatura do ar, velocidade do vento e de rajada, todas com uma resolução temporal de uma hora.

Da caracterização realizada pelo IH, foi possível constatar que a temperatura média do ar, durante o inverno, varia entre 7.5°C a 17.1°C com um valor médio de 12.8°C e um desvio padrão de 1.6°C. Durante os meses de Verão, existe um ligeiro aumento, variando entre 10.5°C e 21.2°C com um valor médio de 16.8°C e um desvio padrão de 2.3°C. Os restantes dados obtidos pela boia, serão discriminados com mais pormenor nos subcapítulos seguintes e posteriormente utilizados nos capítulos 5 e 7.



Figura 4.3 – Boia multi-paramétrica SEAWATCH WAVESCAN com o perfilador acústico ancorado [41]

4.2 Estrutura geológica da zona piloto sobre o fundo do mar

De modo a determinar a estrutura geológica da zona piloto, foi utilizado pelo IH um perfilador de sub-fundo e um sonar de alta resolução sísmica, que indicaram a presença de quatro subcamadas. A primeira é constituída por uma camada de areia fina com um a três metros de espessura; a segunda camada, não é muito uniforme e aparenta ter um metro de espessura de cascalho seguido de material muito duro e coesivo até ao fim da camada, correspondendo provavelmente ao limite de sedimentos não consolidados; a terceira camada, devido a pequenas variações litológicas, é provavelmente composta por material detrítico e por fim, a quarta camada que é a mais antiga, corresponde ao *bedrock* [41].

Apesar da descrição acima mencionada, esta informação revela-se insuficiente do ponto de vista geotécnico, atendendo a que não é referida a espessura das camadas abaixo do fundo mar. Após reunião com o IH, foi mencionado que apenas foram recolhidas amostras do fundo mar a 10 centímetros de

profundidade e que para a informação pretendida seria necessário proceder a ensaios de prospeção geotécnica. Uma vez que esta prospeção não foi realizada, foi sugerido que a fundação do aerogerador fosse assente nas formações rochosas presentes no alinhamento do corredor Sul.

4.3 Vento na zona piloto

A zona piloto é afetada por um sistema de baixa pressão que se move para leste durante o Inverno e é responsável pela importante variabilidade encontrada na direção do vento. O regime de Inverno é caracterizado pelos ventos de Este com uma componente dominante de Norte. Alguns acontecimentos a Oeste com componente de Sul também foram observados durante o Inverno, sendo estes mais frequentes em Abril. Durante o Verão, as condições típicas de vento são caracterizadas por ventos costeiros, com a componente dominante de Norte alternada com pequenos períodos de ventos de Sul. No inverno os valores de velocidade do vento, registados pela boia meteorológica (a uma altura de 3,5 m), variam entre 1.4 m/s e 12.1 m/s com uma média de 4.9 m/s com um desvio padrão de 2.0 m/s e para o Verão os parâmetros estatísticos são semelhantes pois variam entre 1.3 m/s e 11.3 m/s com uma média de 5.0 m/s e um desvio padrão de 2.1 m/s [41].

Tendo em conta os dados recolhidos e o período de recolha de dados, a análise estatística da distribuição de frequência da direção do vento, mostra que as direções mais frequentes situam-se no intervalo de 330° e 30° e as velocidades mais frequentes ocorrem no intervalo entre 5 a 10 m/s.

4.4 Marés na zona piloto

O método utilizado pelo IH para analisar e prever as marés foi através da análise de harmónicas, uma vez que as frequências das marés astronómicas eram conhecidas.

Para caracterizar as marés na zona de estudo, foram analisados pelo IH, registos históricos de marés em duas estações diferentes no porto da Figueira da Foz: "Cais Comercial" e "Cais dos Serviços", em que apenas a última se encontra operacional. No total, 1203 dias de dados das marés (cerca de três anos) foram analisados a partir de "Cais Comercial", distribuídos entre 1977 e 1984. A partir de "Cais dos Serviços", 1820 dias de dados das marés (cerca de cinco anos) distribuídos de 1984 a 1985 e de 2008 a 2011 [41].

Os níveis das marés apurados pelo IH foram depois comparados com mais duas estações a Sul da Figueira da Foz, nomeadamente Nazaré e Peniche e reunidos na tabela 9.

Tabela 9 – Níveis de marés na estação da Figueira da Foz, Nazaré e Peniche [41]

Estação	HAT [m]	MHWS [m]	MHWN [m]	MSL [m]	MLWN [m]	MLWS [m]	LAT [m]
Figueira da Foz	3.98	3.38	2.66	2.00	1.34	0.62	0.07
Nazaré	4.01	3.38	2.66	2.00	1.34	0.62	0.06
Peniche	3.87	3.36	2.65	2.00	1.35	0.64	0.19

Sendo:

HAT – Maior maré astronómica [m]

MHWS – Nível médio alto da água de verão [m]

MHWN – Nível médio alto da água calma [m]

MSL – Nível médio da água [m]

MLWN – Nível médio baixo da água calma [m]

MLWS – Nível médio baixo da água de verão [m]

LAT – Menor maré astronómica [m].

Relativamente à medição da amplitude da maré (HAT - LAT), a estação da Nazaré apresenta uma amplitude ligeiramente superior à da Figueira da Foz, 3.95 m e 3.91 m, enquanto Peniche apresenta a amplitude mais baixa, com 3.68 m.

Apesar da amplitude de maré em torno do nível médio do mar (MSL), depender apenas de fatores astronómicos, fenómenos meteorológicos como variações de pressão ou ventos que não são previsíveis a longo termo, não foram contabilizados nestes cálculos. Portanto em relação aos níveis médios da água do mar, devido aos efeitos meteorológicos, podem ocorrer variações para além dos previstos.

Os valores considerados nesta dissertação, serão os da estação da Nazaré por ser a estação mais próxima da zona piloto.

4.5 Ondas na zona piloto

O modelo WaveWatch3 foi utilizado para simular as condições de ondulação na zona piloto durante o período de 1995 a 2010. Os parâmetros considerados foram a altura de onda significativa (H_s), período de onda de pico (T_p) assim como o período de retorno de 100 anos. As séries temporais de cada parâmetro não revelaram nenhuma tendência significativa durante os 15 anos considerados, apesar da

forte variação sazonal. Os valores mais elevados da ondulação foram obtidos durante os meses de Inverno. O valor anual médio da H_s foi de 2.04 ± 1.16 metros e o T_p de 10.49 ± 2.32 segundos. A direção anual das ondas é principalmente a NW com uma tendência a uma ligeira rotação para a direção oeste durante os meses de Inverno [41].

O modelo WaveWatch3 foi validado pelos dados reais de uma boia oceânica fixada na área em estudo, durante o período de Março 2008 até Junho de 2009. Os resultados simulados têm uma boa semelhança com os observados e foi encontrada uma boa correlação em termos de H_s . O modelo apresenta ainda uma tendência a sobrestimar os valores mais elevados de ambos os parâmetros e a subestimar os valores mais baixos [41].

As estruturas *offshore* devem ser dimensionadas de modo a resistir a condições extremas até um certo limite físico. Nas ondas, devem ser calculados os períodos de retorno de eventos extremos, para o local de implantação.

Para a zona piloto foi calculado a H_s conjugada com o período de energia para um período de retorno de 100 anos, figura 4.4. Durante os 15 anos considerados, para os períodos de retorno de 50 e 100 anos, o valor máximo da H_s foi de 10.21 metros e um período de onda de 17.45 segundos. Para o período de retorno máximo de 100 anos, ocorreram eventos extremos com H_s de 12 metros e períodos de onda acima de 20 segundos.

No entanto, a probabilidade de tais eventos extremos com essas características particulares, é muito baixa devido ao fato de que com o aumento da altura de onda, o intervalo dos períodos correspondentes de energia tende a diminuir, o que explica a forma triangular das curvas de ocorrências [41].

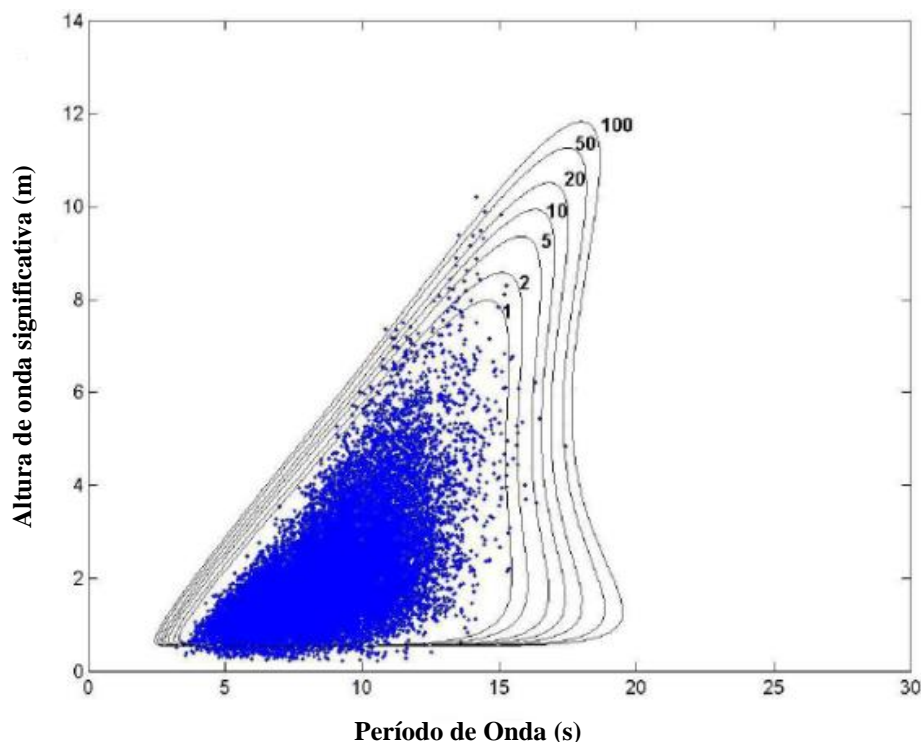


Figura 4.4 – Estimativa do período de retorno da altura de onda significativa conjugado com o período de energia da onda, adaptado [41]

4.6 Correntes na zona piloto

Por um período de quase três meses, a direção e a velocidade da corrente foram medidas pelo IH, utilizando um perfilador acústico (ADCP). Através deste aparelho foi medida a velocidade da corrente pelo número de pontos verticais acima do ADCP, com um espaçamento de um metro, com 10 minutos de intervalo. Foram realizadas pelo IH, duas campanhas ADCP em Setembro e Dezembro de 2011.

Analisando os dados da velocidade e direção da corrente, observou-se que a velocidade da corrente, aumenta durante as marés de verão na ordem dos 50mm/s. No entanto, ventos persistentes podem aumentar a magnitude da corrente em valores mais elevados como 200mm/s, promovendo uma significativa corrente residual [41].

Em geral, a corrente de maré induzida é barotrópica⁴ em toda a área de pesquisa e está em quadratura com a elevação de maré, o que significa que as velocidades mais altas são encontradas perto do nível médio do mar (MSL). As correntes predominantes fluem nas direções SE (Sudoeste) e NW (Noroeste) [41].

⁴ Barotrópica - fluido cuja densidade depende da pressão

Atendendo aos valores baixos da velocidade de corrente de maré, apenas a ação da corrente induzida pelo vento será considerada no dimensionamento estrutural.

4.7 Resumo dos dados recolhidos pelo Instituto Hidrográfico na zona piloto

De modo a facilitar a recolha de dados para o dimensionamento estrutural, apresentam-se na tabela 10, um resumo dos dados recolhidos pelo IH e que serviram de referência para a quantificação das ações na zona piloto.

Tabela 10 – Resumo dos dados recolhidos da zona piloto [41]

Parâmetro	Descrição do parâmetro	Valor considerado	Observações
d	Profundidade da água	50 m	Abaixo do MSL
HAT	Maior maré astronómica	4,0 m	Acima do MSL
MSL	Nível médio do mar	2,0 m	Linha de referência
LAT	Menor maré astronómica	0,19 m	Abaixo do MSL
V_{ref}	Velocidade média referência	5,0 m/s	Média anual
Z_{ref}	Altura de referência	3,5 m	Acima do MSL
H_{S,A}	Altura de onda significativa	2,04 ± 1,16 m	Média anual
T_A	Período de onda	10,49 ± 2,32 s	Média anual
H_{S,50} e H_{S,100}	Altura de onda significativa	10,21 m	Período retorno 50 e 100 anos
T_{P,50} e T_{P,100}	Período de onda de pico	17,45 s	Período retorno 50 e 100 anos
U_{c,maré}	Velocidade da corrente	desprezável	Induzida pela maré
U_{c,vento}	Velocidade da corrente	0,2 m/s	Induzida pelo vento

4.8 Conclusão

Mediante os dados apresentados no capítulo 4, conclui-se que os estudos realizados pelo IH para a caracterização geofísica da zona piloto, tiveram como principal objetivo a viabilidade do desenvolvimento de tecnologias de aproveitamento de ondas.

Deste modo, o estudo está mais direcionado para aspetos do potencial hidrodinâmico em detrimento da análise de condições para a instalação de aerogeradores. No entanto, foi possível apurar os valores para as ações hidrodinâmicas e aerodinâmicas.

Os valores apresentados para o regime de vento do local necessitam de validação através da instalação de mastros meteorológicos com alturas próximas da altura de referência da turbina, sendo apresentados mais pormenores no capítulo 7.

Por fim, um dos estudos essenciais ainda a realizar na zona piloto, prende-se com o estudo das características do solo abaixo do nível médio do mar, através de ensaios de prospeção geotécnica, de modo a poder dimensionar com maior segurança as fundações do aerogerador *offshore*.

5. DIMENSIONAMENTO ESTRUTURAL

Para o dimensionamento estrutural da torre de suporte é necessário definir o modelo de cálculo com as características da turbina eólica *offshore* e da torre de suporte, aplicar as ações (cargas permanentes, sismo, aerodinâmicas, hidrodinâmicas) e proceder à sua combinação, de forma a obter a resposta da torre de suporte e os respetivos esforços de dimensionamento. Nos subcapítulos seguintes descrevem-se os procedimentos efetuados para o dimensionamento da torre de suporte, de acordo com a legislação e as recomendações técnicas aplicáveis.

5.1 Modelo de cálculo

Uma vez conhecidas as ações a que um aerogerador *offshore* está sujeito, como ilustra a figura 5.1, torna-se necessário entender o comportamento dos esforços dos vários elementos da torre de suporte, para posteriormente introduzi-los no modelo de cálculo de um programa de elementos finitos (FEM), que neste caso será o programa SAP 2000. Tal distribuição de forças está ilustrada na figura 5.2.

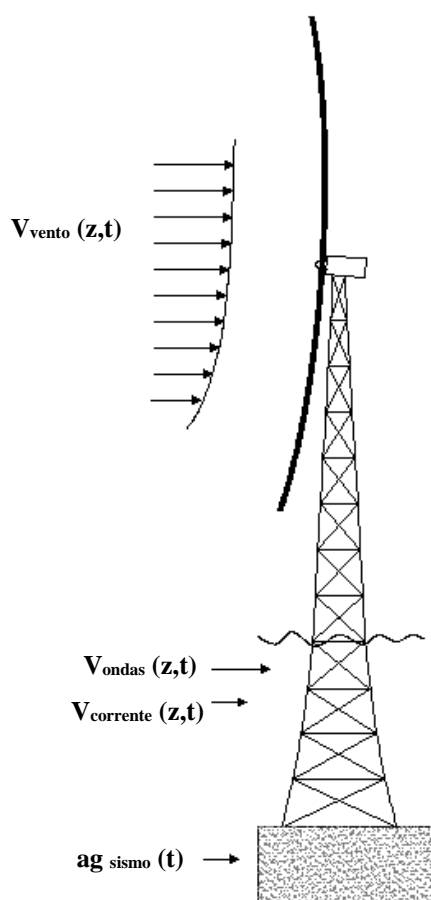


Figura 5.1 – Ações ambientais a que o aerogerador está sujeito, adaptado [3]

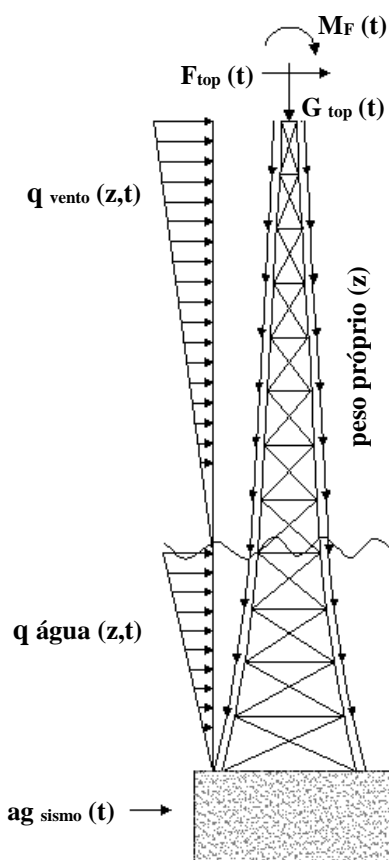


Figura 5.2 – Ações transmitidas à torre de suporte, adaptado [3]

5.1.1 Verificação da frequência natural

Uma estrutura fixa de betão armado, em ambiente *offshore*, que tenha frequências naturais acima de 0,4Hz, é suscetível a resposta dinâmica devido às cargas hidrodinâmicas [26]. Além disso, está também sujeita a excitações harmónicas do rotor da turbina eólica *offshore*, pelo que as frequências naturais da torre de suporte não podem coincidir com a frequência rotacional da turbina (1P) e da frequência de passagem da pá do rotor (3P, sendo 3 o número de pás). Se tal acontecer, ocorrerá ressonância e como consequência podem surgir danos significativos devido à fadiga e inclusive levar ao colapso da estrutura [50].

Para turbinas com velocidade variável, os valores de 1P e 3P são transformados em bandas de frequência. A figura 5.4, ilustra a banda de frequências da turbina a evitar (a vermelho) e ainda uma margem de segurança recomendada pelo fabricante de 10% (a amarelo). Fora dessas bandas de frequência, existem três intervalos onde as frequências naturais da torre se podem situar. Se for superior ao limite 3P, a torre é classificada como muito rígida (*stiff-stiff*); se for inferior ao limite de 1P, a torre é classificada como estrutura pouco rígida (*soft-soft*) e entre os limites de 1P e 3P é classificada como torre de rigidez intermédia (*soft-stiff*).

Uma outra fonte de excitação é devido à ação das ondas. Como demonstrado no subcapítulo 3.4, as ondas podem ser representadas por bandas de frequência sendo geralmente inferiores ao intervalo 1P [32] [50]. Assim, de modo a evitar ressonância, os intervalos de segurança das frequências naturais da torre de suporte, estão localizados entre 1P e 3P ou acima de 3P.

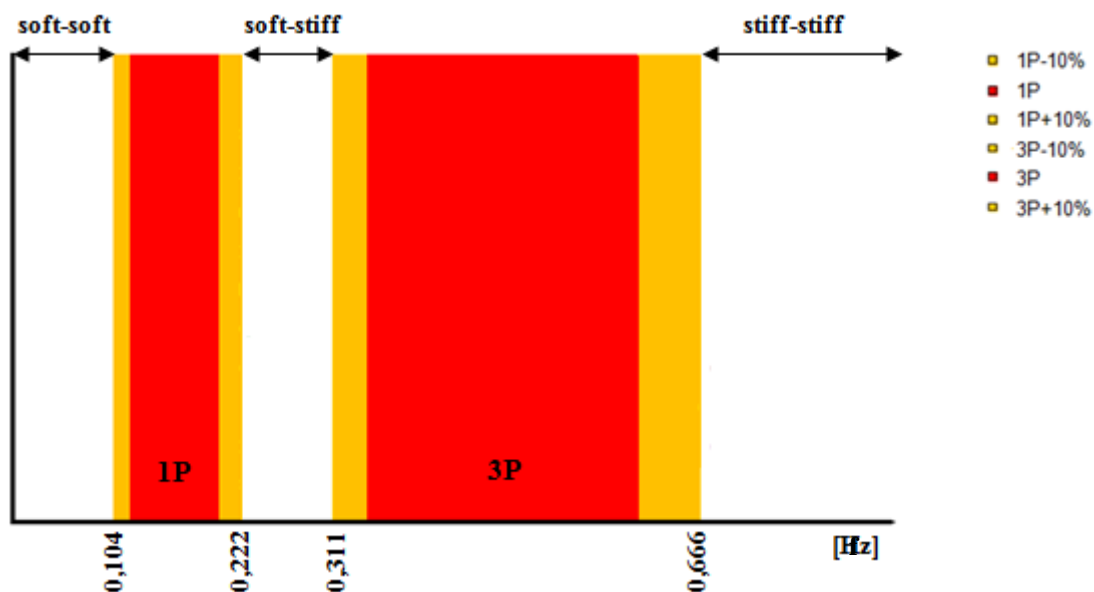


Figura 5.3 – Bandas de frequências da turbina eólica *offshore* REpower 5M, adaptado [50]

Uma das vantagens da torre de suporte treliçada em betão pré-esforçado, estudada nesta dissertação, é o facto de permitir o aumento do espaçamento das colunas e consequentemente ajustar a frequência própria da torre, contribuindo para uma maior estabilidade de todo o sistema. Analisaram-se quatro soluções de referência tipo, considerando um espaçamento (na base da torre) de 18, 19, 21.5 e 24 metros entre colunas e para cada solução de referência variaram-se parâmetros como o diâmetro e a espessura das colunas, bem como o número de níveis consecutivos com seções diferentes, com o objetivo de ajustar as frequências naturais (da solução analisada) nos intervalos de segurança. Dessas soluções, encontrou-se 11 soluções viáveis, como é possível constatar na tabela 11. Aplicando um critério de economia a cada solução de referência, seleccionaram-se as quatro soluções que necessitavam de menor volume de betão.

Tabela 11 – Resumo das soluções estruturais viáveis e das mais económicas

f 1, f 2	f 3	f 4	Referência	Mais económica
0,22528	0,67488	0,7493	CCR 18_Oca8	X
0,22425	0,68142	0,68153	CCR19.2	X
0,22898	0,67141	0,67154	CCR19.3	
0,22728	0,68156	0,68171	CCR19.4	
0,22654	0,67853	0,67855	CCR21.5.4	
0,22314	0,6972	0,69722	CCR21.5.5	
0,22394	0,70328	0,70329	CCR21.5.6	X
0,2260	0,6840	0,6890	CCR24_OCA11	
0,2238	0,7153	0,7667	CCR24_OCA13	X
0,2255	0,7598	0,7889	CCR24_OCA13.1	
0,2287	0,7223	0,7700	CCR24_OCA13.2	

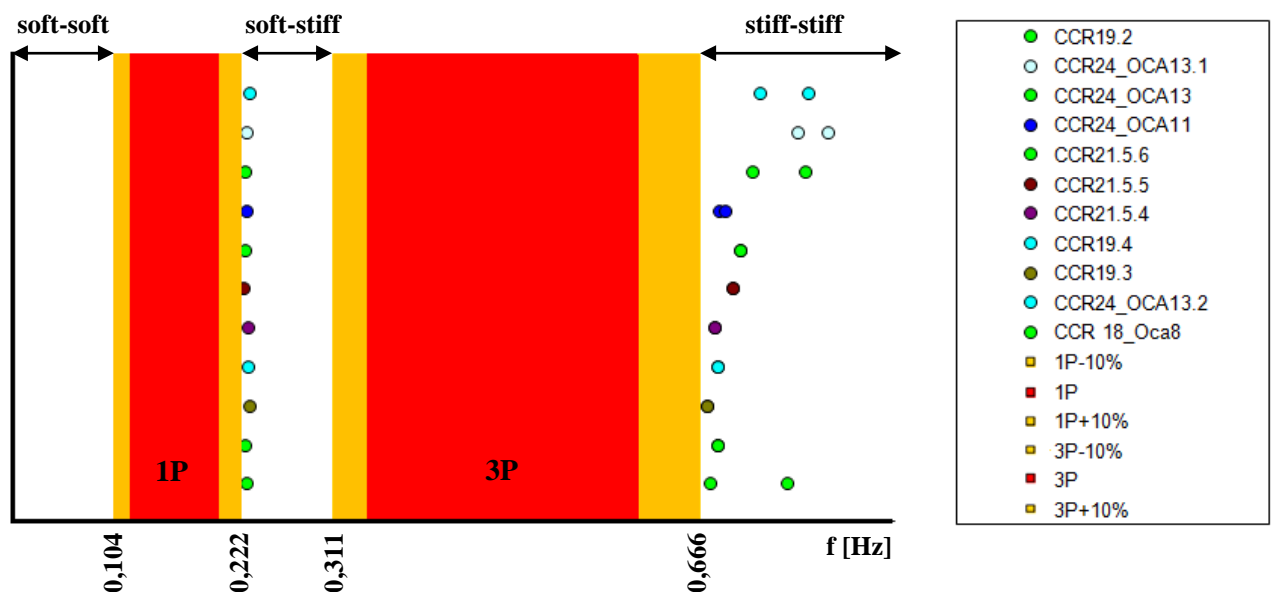


Figura 5.4 – Bandas de frequências das soluções estruturais viáveis, adaptado [50]

5.1.2 Dimensões das torres de suporte

As colunas e as vigas são constituídas por elementos de betão pré-fabricado enquanto as diagonais são constituídas por um sistema de barras de aço pré-esforçado. A figura 5.5 ilustra a altura de cada nível da torre de suporte e identifica os elementos que a compõem.

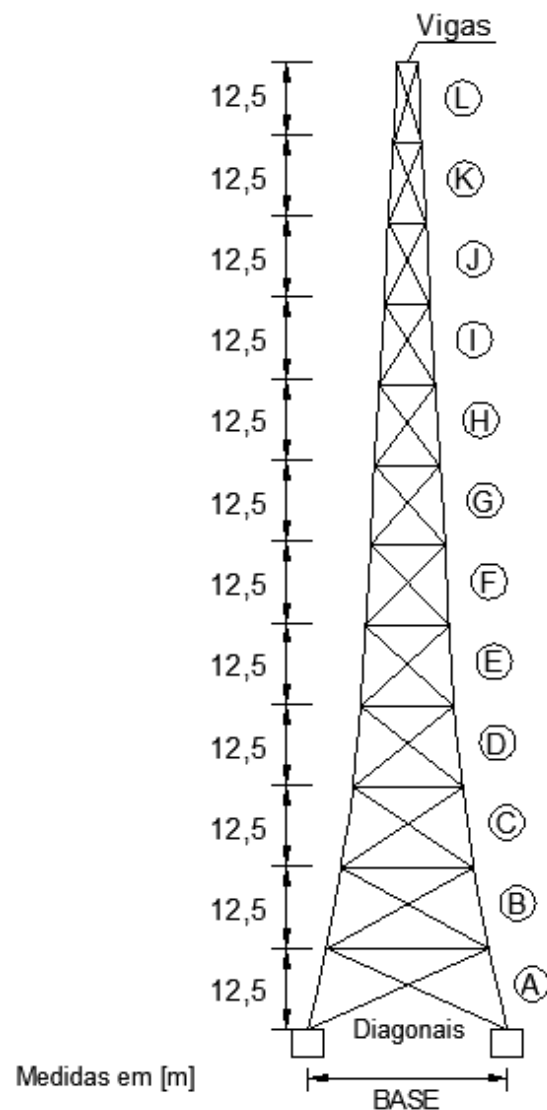


Figura 5.5 – Dimensões dos elementos das quatro torres de suporte analisadas

Como resultado da verificação da frequência natural, realizou-se um pré-dimensionamento das seções desses elementos (para as quatro soluções de referência mais económicas) cujos resultados estão condensados na tabela 12 e as suas estruturas indeformadas, ilustradas na figura 5.6.

Tabela 12 – Resumo das seções dos elementos das torres de referência mais económicas

	SEÇÕES	COLUNAS DE BETÃO ARMADO DE SEÇÃO OCA								DIAGONAIS	VIGAS
		BASE 18		BASE 19		BASE 21.5		BASE 24		TODAS	TODAS
		Dext (m)	Esp (m)	Dext (m)	Esp (m)	Dext (m)	Esp (m)	Dext (m)	Esp (m)	Barra P.E. Diâmetro (m)	Base x Altura (m)
ALTURA DA TORRE (m)	L	1,20	0,30	1,20	0,30	1,20	0,30	1,20	0,30	0,047	0,50 x 1,00
	K	1,20	0,30	1,20	0,30	1,20	0,30	1,20	0,30	0,047	0,50 x 1,00
	J	1,70	0,30	1,60	0,30	1,70	0,70	2,10	0,50	0,047	0,50 x 1,00
	I	1,70	0,30	1,60	0,30	1,70	0,70	2,10	0,50	0,047	0,50 x 1,00
	H	1,70	0,30	1,80	0,50	1,70	0,70	2,10	0,50	0,047	0,50 x 1,00
	G	1,80	0,30	1,80	0,50	1,70	0,70	2,10	0,50	0,047	0,50 x 1,00
	F	1,80	0,30	1,80	0,50	1,70	0,70	2,30	0,70	0,047	0,50 x 1,00
	E	1,80	0,30	1,80	0,50	1,70	0,70	2,30	0,70	0,047	0,50 x 1,00
	D	2,10	0,70	2,00	0,60	2,30	0,70	2,50	0,80	0,047	0,50 x 1,00
	C	2,10	0,70	2,00	0,60	2,30	0,70	2,50	0,80	0,047	0,50 x 1,00
	B	2,10	0,70	2,00	0,60	2,30	0,70	2,50	0,80	0,047	0,50 x 1,00
	A	2,10	0,70	2,00	0,60	2,30	0,70	2,50	0,80	0,047	0,50 x 1,00

Sendo: D_{ext} – Diâmetro exterior da coluna de betão armado; Esp – Espessura da seção [m].

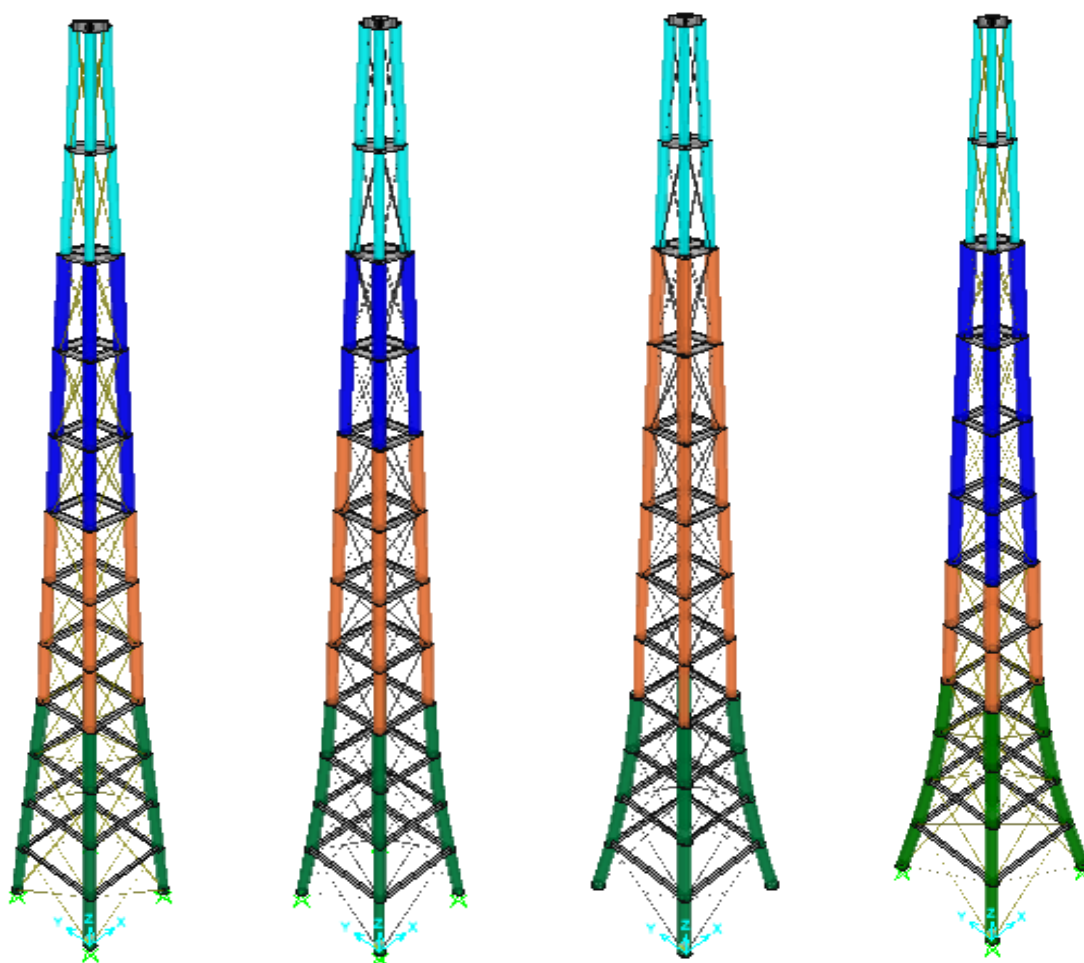


Figura 5.6 – Estrutura indeformada da torre de base 18, 19, 21.5 e 24 (da esquerda para a direita)

Da tabela 12 e da figura 5.6, constata-se que em três soluções estruturais existem quatro níveis de seção diferentes, enquanto a solução de base 21.5 é a única solução com três níveis de seção, permitindo uma seção constante das colunas a partir do nível médio do mar até aos últimos 25 metros de altura da torre.

5.1.3 Materiais da torre de suporte

Os materiais utilizados na torre de suporte são:

- Betão – classe C60/75, com classe de exposição XS3 correspondente a zonas sujeitas aos efeitos das marés, da rebentação e da neblina marítima. Apesar de se desconhecer o período de vida do projeto, optou-se pela classe estrutural S4 que corresponde a um período de vida útil de 50 anos, por ser a classe usualmente adotada em estruturas. Atendendo à classe de betão e a um controlo de qualidade especial, o valor do recobrimento mínimo é de 3,5 cm [21].
- Aço das armaduras – classe S500.
- Aço de pré-esforço – sistema de pré-esforço com barra rosca, do tipo DYWIDAG® ou semelhante, cuja classe do aço seja de 950/1050 N/mm².

5.1.4 Propriedades da turbina

De modo a calcular as forças provenientes da turbina, é necessário introduzir as características da turbina no programa RECAL [3].

A turbina de referência utilizada neste estudo foi a NREL *offshore* 5MW (figura 5.7), que tem como base a REpower 5MW, uma vez que existe bastante informação sobre a mesma. As características da turbina estão apresentadas na tabela 13.

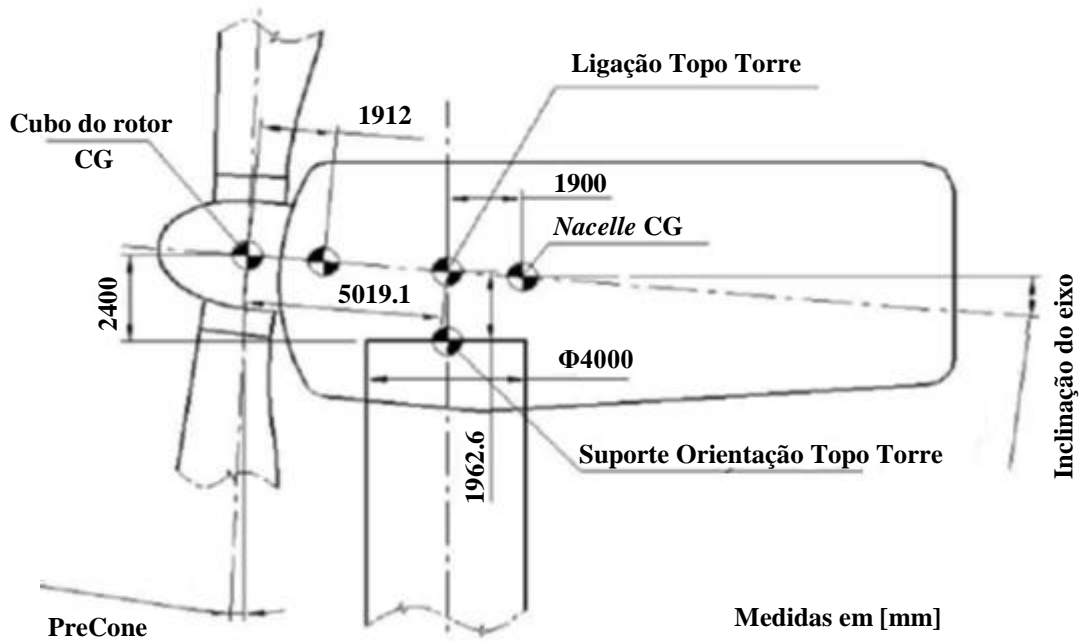


Figura 5.7 – Dimensões da turbina eólica *offshore* NREL 5MW, adaptado [51]

Tabela 13 – Propriedades da turbina NREL *offshore* 5MW [52]

Potência Estipulada	5MW
Orientação do rotor	Barlavento (<i>upwind</i>)
Controlo	Velocidade variável, pitch controlado
Diâmetro do rotor	126m
Altura do cubo do rotor	100m
Velocidade máxima rotor	12,1 rpm
Velocidade máxima gerador	1 173,7 rpm
Velocidade máxima na ponta	80 m/s
Velocidade estipulada do vento	13 m/s
Consola/Inclinação/PreCone	5 m / 5° / -2,5°
Massa do cubo do rotor e das pás	110 000 kg
Massa da <i>nacelle</i>	24 0000 kg

5.2 Ações

O cálculo estrutural da torre foi realizado utilizando o programa SAP2000. As ações aerodinâmicas foram obtidas através do programa RECAL [3] e introduzidas como séries temporais no SAP2000. Para as ações sísmicas foram gerados acelerogramas artificiais, posteriormente introduzidas como séries temporais no SAP2000. Os parâmetros utilizados para as ações hidrodinâmicas foram os definidos na tabela 10 do subcapítulo 4.7.

5.2.1 Ações Hidrodinâmicas

O SAP 2000 permite fazer uma análise dinâmica das ações hidrodinâmicas sobre a torre de suporte tendo como referência a norma API [30]. O programa permite a criação de um caso de carga correspondente a uma onda tipo (*Wave Load Pattern*) no qual é possível introduzir vários parâmetros como a característica da onda, o perfil de corrente, o crescimento marinho, os coeficientes de arrasto e de inércia, o nível da maré e o ângulo de aproximação da onda.

As condições das ondas a considerar durante o dimensionamento de um aerogerador *offshore* são descritas por diferentes regulamentos mediante o tipo de análise executado. No entanto, em todos os casos, a influência de ondas extremas de 50 anos e de 100 anos de tempestade têm de ser considerados [35].

Assim, nas características da onda introduziu-se uma profundidade da onda de tempestade de 54 metros (nível medio do mar + maior maré astronómica), uma altura de onda de 10,21 metros e um período de 17,45 segundos e por fim define-se qual a teoria da onda a seleccionar. Como referido no subcapítulo 3.4.3, é possível estimar qual a teoria de ondas aplicável utilizando a profundidade da água d , altura de onda H e período de onda T . Calculando os parâmetros da figura 3.11, temos que:

$$\frac{d}{gT^2} = \frac{50}{9,81 \times 17,45^2} = 0,0167 \text{ e que } \frac{H}{gT^2} = \frac{10,21}{9,81 \times 17,45^2} = 0,0034$$

Fazendo a interseção dos dois parâmetros, conclui-se que a teoria aplicável neste caso é a de Stokes de 5ª ordem e que se encontra fora da zona de rebentação.

Quanto ao perfil da corrente, segundo a API [30], o perfil de alongamento de corrente não linear é o método preferencial. Nesta dissertação, adotou-se esse perfil e um fator de bloqueio da corrente de 0,8 que é um valor típico para estruturas tipo *jacket* de 4 colunas. Como mencionado

no subcapítulo 4.6, considerou-se apenas a corrente induzida pelo vento (à cota do nível médio do mar) cuja velocidade é de 0,2 m/s.

Relativamente ao crescimento marinho, na ausência de informação, a DNV [28] sugere considerar um acréscimo de massa de 0,1 metros entre + 2 e - 40 metros de profundidade e de 0,05 metros abaixo dos -40 metros de profundidade. Quanto aos coeficientes de arrasto e de inércia, os valores são os apresentados anteriormente na tabela 2 no subcapítulo 3.3.3 e em relação à massa hidrodinâmica adicionada, o SAP 2000 já contabiliza esse efeito no cálculo das ações hidrodinâmicas.

5.2.2 Ações Aerodinâmicas

O programa RECAL [3] é um código desenvolvido em MATLAB que calcula as ações aproximadas, nomeadamente vento, ondas e corrente, que atuam numa torre de suporte monopilar de uma turbina eólica *offshore* e ainda a sua resposta estrutural, introduzindo um conjunto limitado de dados.

No entanto, o programa está limitado a um modelo bidimensional pelo que não se consideram as ações e dinâmicas a atuarem na direção Y perpendicular ao plano XZ, atuando as ações apenas na direção X. Uma das valências do RECAL prende-se com o facto de poder considerar três modos de análise mediante o tipo de ações pretendido. O modo 1 considera a atuação apenas das cargas hidrodinâmicas, o modo 2 considera a atuação apenas das cargas aerodinâmicas e o modo 3 considera a atuação das duas ações em conjunto. Uma vez que o SAP 2000 já inclui uma ferramenta que calcula a ação das ondas sobre a torre de suporte, o modo de análise a considerar no RECAL é o modo 2, cujos resultados serão posteriormente transpostos para o SAP 2000. O RECAL como apenas permite a modelação de torres de suporte de seção circular e não em treliça, modelou-se a seção circular de uma das colunas da torre treliçada, que apesar de na realidade estarem ligeiramente inclinadas e não na vertical, fornece uma boa aproximação da ação do vento sobre as colunas.

5.2.2.1 Dados de *input* no RECAL

Os dados de *input* foram introduzidos no programa RECAL em cinco ficheiros, nomeadamente o "prop_pile", "prop_sea", "prop_sim", "prop_turb" e o "prop_wind".

No ficheiro "prop_pile", introduziu-se os parâmetros e as coordenadas dos nós (segundo o eixo Z) da torre de suporte que estão compreendidas de -50 metros a 100 metros, em intervalos de 12,5

metros, de modo a terem o mesmo espaçamento (em altura) do modelo introduzido no SAP 2000. Introduziu-se ainda o diâmetro exterior e a espessura das colunas das quatro soluções analisadas. No ficheiro “prop_sea”, são introduzidos alguns parâmetros hidrodinâmicos bem como a profundidade da água. Neste ficheiro, alterou-se apenas a profundidade da água para 50 metros, pois o modo 2 ignora os parâmetros relativos às ações hidrodinâmicas. No ficheiro “prop_sim” são introduzidas as propriedades da simulação do programa. Introduziu-se o número de elementos acima do nível médio do mar com o valor oito, o número de elementos entre o fundo do mar e o nível médio do mar com o valor quatro e as duas primeiras frequências naturais fornecidas pela análise modal da torre efetuada no SAP 2000. No ficheiro “prop_turb” introduziu-se as propriedades da turbina apresentados anteriormente na tabela 13 e na figura 5.7. No ficheiro “prop_wind” foram inseridas as características do vento do local de implantação. Inseriu-se uma velocidade de referência de 25 m/s, a 100 metros de altura, como a velocidade máxima a que uma turbina eólica *offshore* em produção poderá atingir, um desvio padrão de 1,25 m/s, o comprimento de rugosidade de 0,0002 m e uma massa volúmica de ar rugosidade $\rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$.

5.2.2.2 Esforços resultantes do RECAL

Após a simulação realizada pelo RECAL, os resultados vêm em formato de séries temporais por intermédio de matrizes, sendo necessário algum tratamento de dados para inserir esses valores no SAP 2000. Das matrizes de resultados, as mais relevantes são as matrizes Ftotx, MG e a MF. A matriz Ftotx apresenta a variação da força Ftop (ver equação 3.16) e das forças Fxi devidas ao vento que incide na torre de suporte, em cada nó considerado no ficheiro “prop_pile”. A matriz MG fornece o valor do momento fletor M_G devido à excentricidade do peso da turbina eólica *offshore* (ver equação 3.2). A matriz MF representa a variação do momento fletor M_F devido à excentricidade da força Ftop (ver equação 3.17). Para uma melhor perceção, a figura 5.8 ilustra as ações consideradas pelo programa.

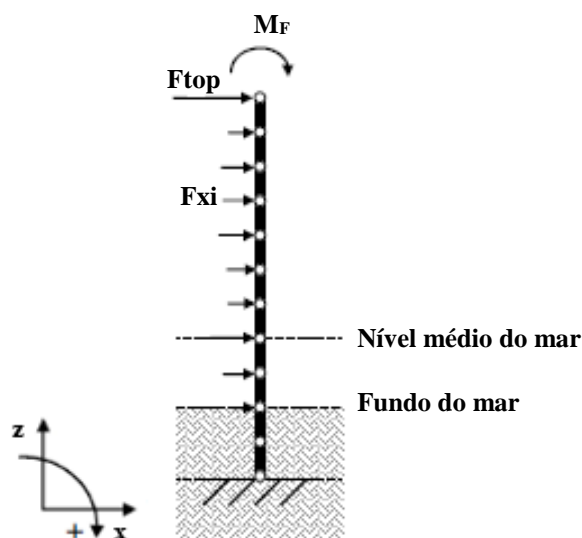


Figura 5.8 – Sistema global de carregamento do modelo de elementos finitos, adaptado [3]

De seguida os resultados foram transferidos para uma folha de Excel, sendo as matrizes separadas por tipo de ação MF, Ftop e Fxi. Estas matrizes correspondem a séries temporais a aplicar em cada nó da estrutura. Por simplificação, optou-se por encontrar o valor máximo da força em cada nó, e normalizando a série temporal dividindo-a por este mesmo valor. No SAP 2000, o valor máximo da força é aplicado em cada nó da estrutura, ficando esse nó sujeito à série temporal normalizada. Por último, cada série temporal foi separada em folhas de cálculo diferentes e transformada em ficheiro do tipo texto (.txt) contendo duas colunas, tempo e força máxima, para ser posteriormente introduzida no SAP 2000.

No programa RECAL, o vento ao encontrar o monopilar exerce uma pressão (força) sobre a sua superfície, que por sua vez é transmitida ao nó mais próximo. Neste caso, uma vez que para além das colunas existem vigas a convergirem em cada nó, é necessário considerar além da superfície de pressão da coluna, as superfícies de pressão das vigas que convergem em cada nó. Para cada nó converge metade da área do elemento adjacente e a outra metade converge para o nó da outra extremidade.

A figura 5.9 exemplifica a superfície de pressão exercida pelo vento nos nós, compreendidos entre o nó da turbina e os nós superiores ao nível médio do mar.

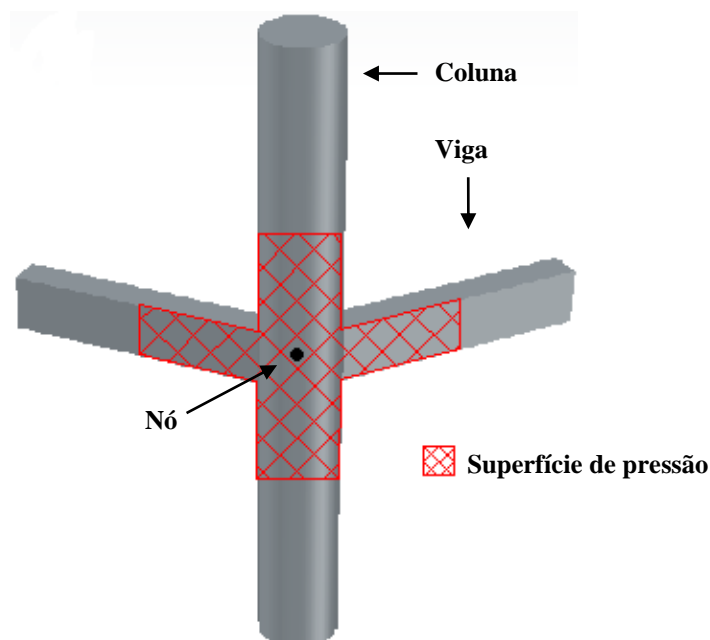


Figura 5.9 – Exemplo da superfície de pressão exercida pelo vento convergindo para um nó

Em termos práticos, dividiu-se a carga distribuída q_w (fornecida pelo RECAL) pelo seu diâmetro para se obter a pressão superficial p_w e de seguida multiplicou-se pela nova superfície de pressão para obter consequentemente a nova carga distribuída. Essa superfície é obtida pela seguinte expressão:

$$S_p = D_{\text{ext}} \times \left(\frac{h_C^{\text{SUP}}}{2} + \frac{h_C^{\text{INF}}}{2} \right) + \left[\left(\frac{l_V^{\text{ESQ}}}{2} + \frac{l_V^{\text{DRT}}}{2} \right) - D_{\text{ext}} \right] \times h_V \quad (5.1)$$

Sendo:

S_p – Superfície de pressão convergente para o nó [m²]

D_{ext} – Diâmetro exterior da coluna [m]

h_C^{INF} – Altura da coluna inferior [m]

h_C^{SUP} – Altura da coluna superior [m]

l_V^{ESQ} – Comprimento da viga da esquerda [m]

l_V^{DRT} – Comprimento da viga da direita [m]

h_V – Altura da viga [m].

5.2.3 Ação do Sismo

Segundo a norma NP EN 1998-1 [22] o método de referência para a determinação dos efeitos sísmicos deve ser o da análise modal por espectro de resposta, utilizando um modelo elástico linear da estrutura como apresentado no subcapítulo 3.4.3.

No entanto, uma vez que a ação do pré-esforço requer que a estrutura seja analisada como tendo um comportamento não linear, para representar a ação sísmica é necessário recorrer à representação por série de acelerações [53]. Para isso, recorreu-se a um programa de geração artificial de acelerogramas em plataforma MATLAB desenvolvido pelo Prof. Corneliu Cismasiu (FCT/UNL). Como dados de *input*, são necessários definir qual a ação sísmica, a zona sísmica, a localização, a classe de importância, o tipo de terreno, o amortecimento viscoso da estrutura e o coeficiente de comportamento q .

O coeficiente de comportamento q , de modo a "ter em conta a capacidade de dissipação de energia, deve ser determinado para cada direção de cálculo da seguinte forma" [22]:

$$q = q_0 \times k_w \geq 1,5 \quad (5.2)$$

Sendo:

q_0 – Valor básico do coeficiente de comportamento [-]

k_w – Coeficiente que reflete o modo de rotura predominante nos sistemas estruturais de paredes [-].

Para sistemas regulares em altura, cujo tipo estrutural seja um sistema porticado, o valor básico do coeficiente de comportamento para uma classe de ductilidade média é obtido pela seguinte expressão:

$$q_0 = 3 \frac{\alpha_u}{\alpha_l} \quad (5.3)$$

Sendo:

α_l – Valor pelo qual a ação sísmica horizontal de cálculo é multiplicada para formar rótulas plásticas num número de secções suficiente para provocar a instabilidade global da estrutura, mantendo-se constantes todas as outras ações de cálculo [-]

α_u – Valor pelo qual a ação sísmica horizontal de cálculo é multiplicada para ser atingida pela primeira vez a resistência à flexão em qualquer elemento da estrutura, mantendo-se constantes todas as outras ações de cálculo [-].

Neste caso, considerou-se um fator de majoração $\alpha_u / \alpha_l = 1,3$. Quanto ao coeficiente k_w o valor considerado foi de 1,0. Assim, substituindo estes valores na equação 5.2, fica:

$$q = (3 \times 1,3) \times 1,0 = 3,9 \text{ verificando a condição } \geq 1,5$$

Para a ação sísmica tipo 1 a zona piloto corresponde à zona sísmica 1.5, enquanto para a ação sísmica tipo 2 corresponde à zona sísmica 2.4. Os outros dados de *input* considerados foram o tipo de solo, que se considerou ser do tipo A, a localização em Portugal Continental, a classe de importância II, o amortecimento viscoso de 5 % e o coeficiente de comportamento de 3,9.

Uma vez que não é objetivo desta dissertação aprofundar a representação por série de acelerações, apenas se resume de seguida as rotinas efetuadas pelo programa. Para uma informação mais detalhada sugere-se a consulta de Guerreiro [53].

Após a introdução dos dados de *input*, o programa vai realizar as seguintes rotinas:

1. Determinação do espectro de resposta elástica em acelerações;
2. Determinação do espectro de dimensionamento em acelerações;
3. Cálculo do espectro de potência a partir do espectro de resposta;
4. Geração do acelerograma artificial;
5. Correção das acelerações com a função de ponderação;
6. Correção dos valores máximos da aceleração com os valores do Eurocódigo 8 [22];
7. Verificação do espectro de resposta pelo Integral de Duhamel.

Um aspeto ainda a referir é a precisão do modelo. Cada série é simulada com um comprimento temporal de 6000 segundos e com um intervalo temporal de 0,005 segundos, sendo a precisão do cálculo do espectro de potência de 0,05. Foram simuladas 10 séries para cada ação sísmica e determinada a média dessas simulações. Posteriormente, numa nova folha de cálculo criou-se um ficheiro do tipo texto (.txt) contendo duas colunas, tempo e aceleração, para introdução no SAP 2000 (figura 5.10).

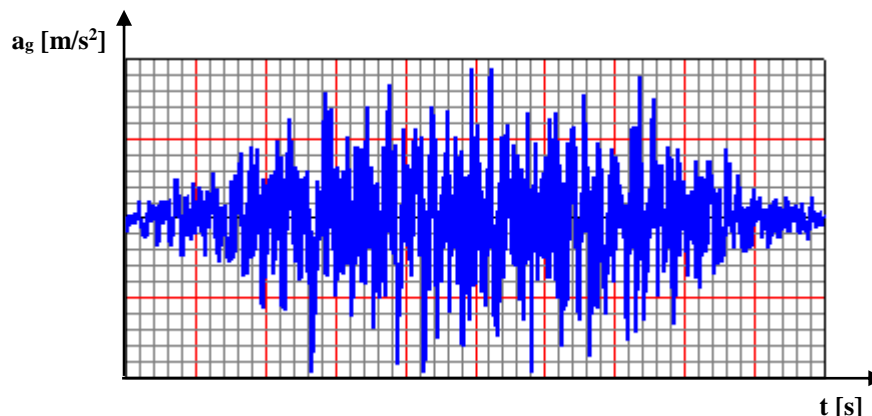


Figura 5.10 – Exemplo de um acelerograma introduzido no SAP 2000 para a ação sísmica

5.2.4 Pré-esforço

O objetivo do pré-esforço aplicado na torre de suporte é fazer com que a resposta da estrutura se mantenha com comportamento elástico, evitando a ocorrência de fendilhação e consequentemente garantir que as frequências de vibração da torre não se degradam ao longo da vida útil da estrutura. Neste sentido, optou-se por introduzir no SAP2000, o pré-esforço como deformação imposta e limitou-se as barras pré-esforçadas (dispostas em diagonal) a funcionarem apenas à tração. Essa limitação implica proceder a uma análise não linear, de modo a que o programa limite a zero, os valores de compressão das barras.

Para introduzir pré-esforço nas barras DYWIDAG [31], introduziu-se no *Load Pattern Pré-esforço* uma extensão segundo a direção axial da barra. Para saber o valor da extensão considerou-se que o aço de pré-esforço vai trabalhar em regime elástico, pelo que recorrendo à lei de Hooke aplicada ao pré-esforço:

$$\sigma_p = E_p \times \varepsilon \quad (5.4)$$

considerando:

σ_p – Tensão de pré-esforço [Pa]

ε – Deformação específica da barra [-]

E_p – Módulo de elasticidade do pré-esforço [Pa].

e reescrevendo a equação 5.2, em ordem à deformação, sabendo que, $\sigma_p = F_p \times A_p$, vem:

$$\varepsilon = \frac{F_p \times A_p}{E_p} \quad (5.5)$$

com:

A_p - Área da barra de pré-esforço [m²]

F_p - Força de pré-esforço a aplicar [N].

Utilizou-se como referência uma barra DYWIDAG de 47 mm de seção e optou-se por pré-esforçar as barras a 75% da tensão de rotura, o que corresponde a uma força de 1366 kN [31]. Substituindo os valores na equação 5.5, determina-se a extensão a introduzir em cada barra:

$$\varepsilon = \frac{F_p \times A_p}{E_p} = \frac{1\,366 \times (\pi \times 0,047^2 / 4)}{205 \times 10^6} = -0,00384$$

5.3 Estados limites

A norma DNV [26] refere que os estados limites a considerar no dimensionamento são quatro: o estado limite último (ULS), o de fadiga (FLS), o acidental (ALS) e o de serviço (SLS). As razões pelas quais se deve considerar o estado limite último são por exemplo a perda de resistência estrutural, perda de equilíbrio estático da estrutura ou de parte dela, transformação da estrutura num mecanismo ou falhas críticas de alguns componentes da estrutura. No caso do estado limite de serviço o efeito das vibrações pode afetar a distribuição das forças atuantes, as estruturas de suporte e ainda a operabilidade da turbina eólica *offshore*.

5.3.1 Fatores de segurança para um aerogerador *offshore*

De acordo com a DNV [26] para a análise dos estados limites últimos, os coeficientes parciais de segurança, têm em conta as incertezas e variabilidade das ações e dos materiais, as incertezas dos métodos de análise e a importância dos componentes estruturais no que diz respeito às consequências de rotura. Em situações normais, o coeficiente de segurança é de 1,35 para ações desfavoráveis e de 1,0 para ações favoráveis.

5.3.2 Combinação de ações

As combinações de ações envolvem as seguintes ações:

G – Ação gravitacional; V_i – Ação do vento no ponto i da torre de suporte; T – Ação do vento na turbina eólica; E – Ação do sismo; W – Ação hidrodinâmica; P – Pré-esforço.

Para a combinação de ações a que está sujeito um aerogerador *offshore*, existem 24 casos de ações para o estado limite último, não incluindo a ação sísmica [26]. São necessários vários parâmetros como as condições do vento, ondas, corrente e o nível da água com vários períodos de retorno, a direccionalidade do vento e das ondas e ainda outras condições. Uma vez que não existem informações suficientes sobre todos estes parâmetros, realizaram-se combinações de ações alternativa.

Na ação do vento, uma vez que as séries temporais de cada nó da torre de suporte têm variações diferentes, é necessário combinar a ação do vento em cada nó de maneira independente. De modo a contabilizar a variação da direção das ondas e do vento, foram combinadas estas duas ações de maneira a atuarem nas direções 0° e 45° simultânea e alternadamente:

$$\text{Combinação 1} - 1,35 G + 1,35 (T + V_{12} + V_{11} + V_{10} + V_9 + V_8 + V_7 + V_6)^{0^\circ} + 1(W^{0^\circ} + P)$$

$$\text{Combinação 2} - 1,35 G + 1,35 (T + V_{12} + V_{11} + V_{10} + V_9 + V_8 + V_7 + V_6)^{0^\circ} + 1(W^{45^\circ} + P)$$

$$\text{Combinação 3} - 1,35 G + 1,35 (T + V_{12} + V_{11} + V_{10} + V_9 + V_8 + V_7 + V_6)^{45^\circ} + 1(W^{45^\circ} + P)$$

$$\text{Combinação 4} - 1,35 G + 1,35 (T + V_{12} + V_{11} + V_{10} + V_9 + V_8 + V_7 + V_6)^{45^\circ} + 1(W^{0^\circ} + P)$$

$$\text{Combinação 5} - 1,35 (G + W^{0^\circ}) + 1 [(T + V_{12} + V_{11} + V_{10} + V_9 + V_8 + V_7 + V_6)^{0^\circ} + P]$$

$$\text{Combinação 6} - 1,35 (G + W^{0^\circ}) + 1 [(T + V_{12} + V_{11} + V_{10} + V_9 + V_8 + V_7 + V_6)^{45^\circ} + P]$$

$$\text{Combinação 7} - 1,35 (G + W^{45^\circ}) + 1 [(T + V_{12} + V_{11} + V_{10} + V_9 + V_8 + V_7 + V_6)^{45^\circ} + P]$$

$$\text{Combinação 8} - 1,35 (G + W^{45^\circ}) + 1 [(T + V_{12} + V_{11} + V_{10} + V_9 + V_8 + V_7 + V_6)^{0^\circ} + P]$$

Para a ação sísmica a NP EN 1998-1 [22] prevê que os esforços devidos à combinação das componentes horizontais da ação sísmica, possam ser calculados considerando a ação sísmica a atuar 100% numa direção e 30% na outra e vice-versa, dimensionando-se para a combinação mais desfavorável. Uma vez que em Portugal, existem dois tipos de ação sísmica, as combinações sísmicas consideradas são as seguintes:

Combinação 9 – ação sísmica tipo 1: $E_{E_{dx}} + 0,3 E_{E_{dy}} + G + P$

Combinação 10 – ação sísmica tipo 1: $0,3 E_{E_{dx}} + E_{E_{dy}} + G + P$

Combinação 11 – ação sísmica tipo 2: $E_{E_{dx}} + 0,3 E_{E_{dy}} + G + P$

Combinação 12 – ação sísmica tipo 2: $0,3 E_{E_{dx}} + E_{E_{dy}} + G + P$

Sendo:

“+” – Significa “a combinar”;

$E_{E_{dx}}$ – Esforços devidos à aplicação da ação sísmica segundo o eixo horizontal X;

$E_{E_{dy}}$ – Esforços devidos à aplicação da ação sísmica segundo o eixo horizontal Y.

5.4 Modelação estrutural utilizado o SAP2000

Devido à complexidade e natureza das ações envolvidas na modelação da torre de suporte, é necessário uma cuidadosa introdução de dados bem como a seleção do tipo de análise mais adequada. Atendendo a que se realizou uma análise não linear, torna-se necessário clarificar as opções assumidas na modelação.

5.4.1 Análise modal e efeito P-Delta

A limitação das barras de pré-esforço apenas a tensões de tração faz com que seja necessário recorrer a uma análise não linear. Assim sendo, a análise modal efetuada deve partir da rigidez obtida no final de um caso de carga não linear que inclua o efeito da ação do vento, das ondas, do pré-esforço e das não linearidades geométricas, também conhecido como efeito P-Delta [54].

Existem dois métodos para incluir o efeito P-Delta numa análise não linear [55]: No primeiro método, para cada combinação é necessário criar um caso de carga de análise não linear que inclua o parâmetro da não linearidade geométrica P-Delta; No segundo método, realiza-se uma análise inicial P-Delta da estrutura carregada com as cargas permanentes e com o pré-esforço e onde se inclui o parâmetro da não linearidade geométrica P-Delta. Posteriormente efetua-se uma análise linear com as restantes ações utilizando a matriz de rigidez criada com a análise P-Delta inicial.

Nesta dissertação optou-se pela segunda opção. Contudo, devido ao facto de se ter limitado as barras de pré-esforço a funcionarem apenas à tração, torna-se necessário proceder a uma análise não linear, também para as restantes ações.

Atendendo a que a carga gravítica G , tem um coeficiente de carga diferente em quatro das 12 combinações de ações, torna-se necessário criar dois casos de carga P-Delta: um caso para as oito combinações da ação do vento e ondas e outro para as quatro combinações da ação sísmica. Em ambos os casos de carga P-Delta, a ação do pré-esforço também está incluída. Assim, criaram-se dois casos de carga P-Delta, dois casos de carga modal e ainda as 12 combinações de ações. No anexo B, encontram-se ilustradas estas opções.

5.4.2 Seleção do tipo de série temporal e combinação de ações

Como referido anteriormente, as ações do vento, das ondas e do sismo estão representadas por séries temporais. O SAP2000 permite efetuar a análise de séries temporais por análise modal ou por integração direta, sendo a análise de séries temporais através de análise modal computacionalmente mais eficiente do que a análise de séries temporais por integração direta [56]. No entanto, a análise não linear por série temporal modal não tem em conta a não linearidade geométrica [57], pelo que efetuou-se a análise de série temporal por integração direta. Quanto aos parâmetros de integração do tempo, optou-se por selecionar o método de Hilber-Hughes-Taylor alpha por ser o método recomendado [57].

Relativamente à combinação de ações, os casos de carga não lineares não devem de ser adicionados através da combinação de ações, uma vez que os resultados não lineares não são geralmente sobrepostos. As ações devem ser combinadas dentro de um caso de carga não linear com os respetivos coeficientes de segurança, para que o seu efeito combinado seja corretamente analisado. Assim, foram criados 12 casos de carga que correspondem às combinações anteriormente definidas no subcapítulo 5.3.2 [57]. De modo a incluir o efeito P-Delta em cada um desses casos de carga, torna-se necessário indicar que cada ação será combinada no fim do caso não linear com o respetivo P-Delta do sismo e do P-Delta do vento e ondas. No anexo C, encontram-se ilustradas estas opções.

5.5 Análise global de Resultados

Após a modelação estar concluída e executada pelo programa, segue-se a análise de resultados. Uma vez que temos quatro soluções de base em análise será efetuada uma nova filtragem das soluções, baseada em três parâmetros: frequência natural, esforços de dimensionamento e economia. Posteriormente será realizada uma análise de esforços de dimensionamento.

5.5.1 Modos de vibração fundamentais para os casos modais

Os primeiros modos de vibração das quatro soluções estruturais estão apresentados nas figuras 5.11 e 5.12 para o caso modal devido à ação do sismo. As figuras 5.13 e 5.14 são referentes ao caso modal devido à ação do vento e ondas.

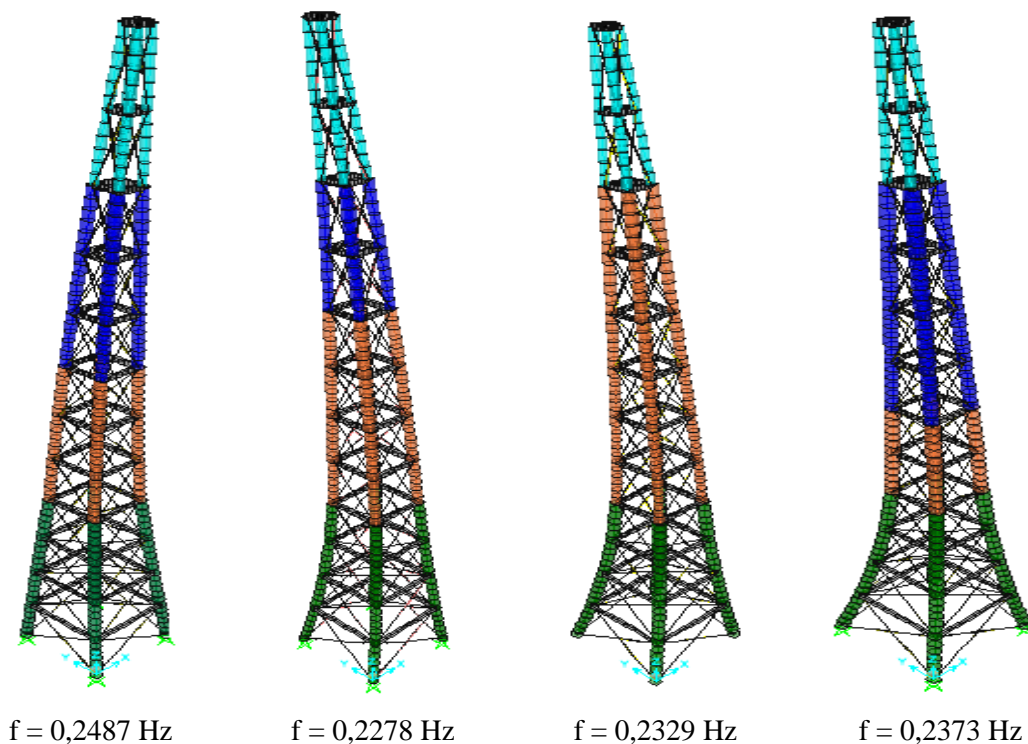


Figura 5.11 – Primeiro e segundo modo de vibração – modal sismo nas torre de base 18, 19, 21.5 e 24 m (da esquerda para a direita)

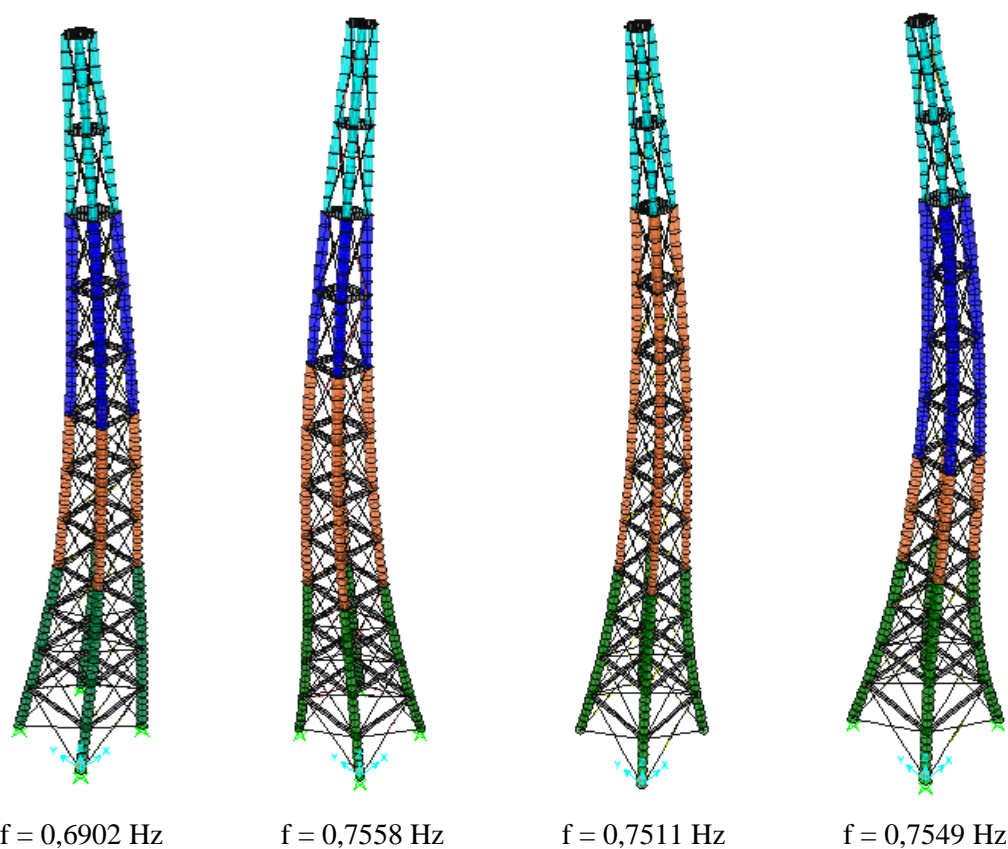


Figura 5.12 – Terceiro modo de vibração – modal sismo nas torre de base 18, 19, 21.5 e 24 m

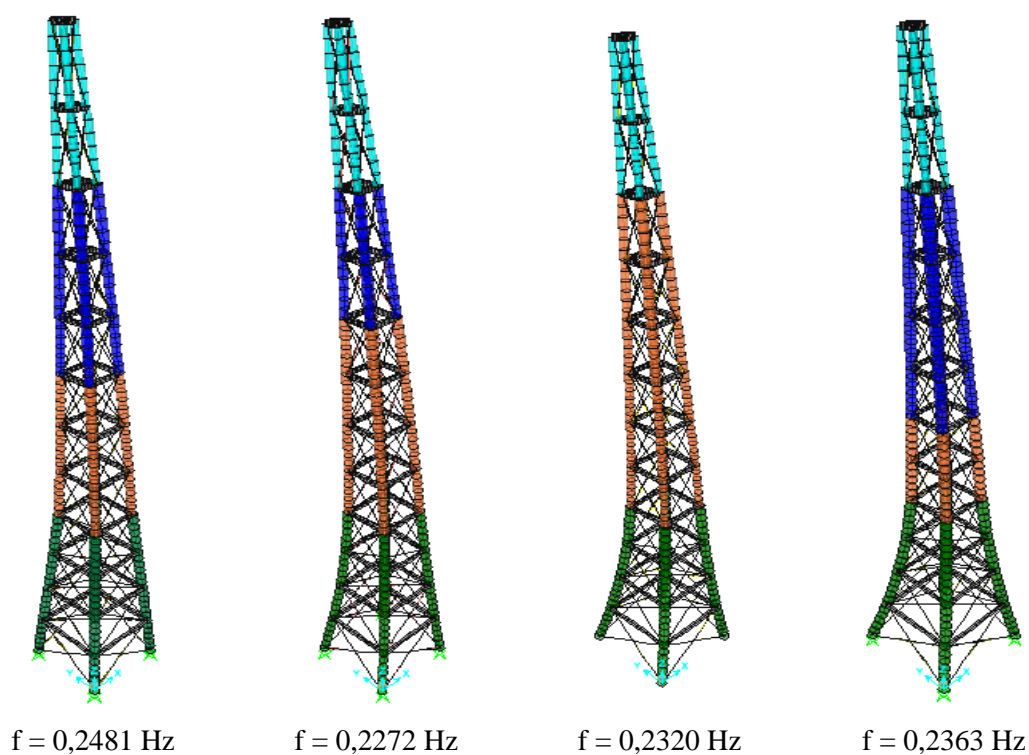


Figura 5.13 – Primeiro e segundo modo de vibração – modal ondas e vento, base 18, 19, 21.5 e 24 m

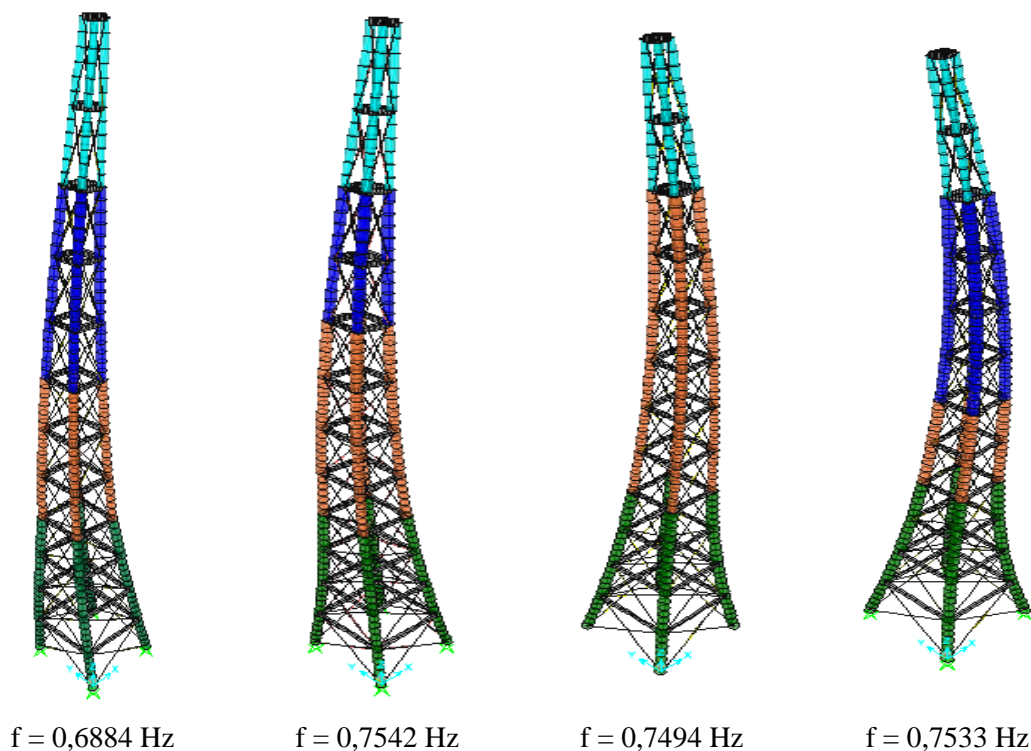


Figura 5.14 – Terceiro modo de vibração fundamental – modal ondas e vento nas torre de base 18, 19, 21.5 e 24 (da esquerda para a direita)

Após análises dos modos de vibração, verifica-se que nos dois primeiros modos, com o aumento do espaçamento entre as colunas na base da torre, a frequência da base 18 é superior às outras soluções enquanto no terceiro modo, passa-se o oposto. Relativamente aos limites referidos no subcapítulo 5.1.1, na análise modal sísmo e na modal vento e ondas, todas as soluções encontram-se nos intervalos de segurança.

Com a análise dos modos de vibração conclui-se que a resposta dinâmica da torre de suporte, devido às cargas hidrodinâmicas e às excitações harmónicas do rotor da turbina eólica *offshore*, não afetam a estabilidade do aerogerador.

5.5.2 Critério de economia

De modo a encontrar a solução estrutural mais económica, recorreu-se ao modelo estrutural de cada solução, retirou-se o peso da turbina eólica *offshore* e das barras de pré-esforço e analisou-se o valor da reação vertical nos apoios das quatro colunas que ligam às fundações. Através desse valor, obteve-se o peso total da torre de suporte de cada solução e o respetivo volume de betão armado (excluindo as fundações). Os resultados estão apresentados na tabela 14.

Tabela 14 – Esforço axial na base e respetivo volume de betão das quatro soluções estruturais

	Base 18	Base 19	Base 21.5	Base 24
Esforço axial na base da torre [kN]	38 385	33 558	41 977	50 339
Volume total de betão da torre [m³]	1 535	1 342	1 679	2 014

Da análise da tabela 14, constata-se que a torre de base 19 é a solução mais económica, pelo que será a solução analisada em termos de esforços de dimensionamento.

5.5.3 Esforços de dimensionamento

De seguida serão realizadas algumas verificações tendo em conta os esforços de dimensionamento calculados pelo SAP 2000, tais como o derrubamento, as armaduras de flexão composta e ainda a percentagem de armadura.

5.5.3.1 Verificação ao derrubamento

Para a verificação ao derrubamento, encontram-se comparados na tabela 15, os valores máximos não majorados das reações nos apoios da solução de base 19 e a de base 24 m, por ser a solução com maior largura de base. Através da tabela 15 constata-se que todas as reações verticais nos apoios são positivas, pelo que não existe transmissão de trações das colunas às fundações.

Tabela 15 – Reações verticais nos nós de apoio da torre de suporte

Combinação	Nó 13 - F_z [kN]		Nó 14 - F_z [kN]		Nó 15 - F_z [kN]		Nó 16 - F_z [kN]	
	Base 19	Base 24	Base 19	Base 24	Base 19	Base 24	Base 19	Base 24
WAVE0+V0	12030	17731	20690	23414	20597	23414	12003	17731
WAVE0+V45	12030	17731	17301	24756	14767	20400	12003	17731
WAVE45+V0	12609	17830	20446	24189	17307	21477	12003	17731
WAVE45+V45	12030	17749	18109	25513	12432	18138	12003	17731
V0+WAVE0	12030	17731	20690	24051	20597	24051	12003	17731
V0+WAVE45	12951	17942	21294	24617	19005	22691	12003	17731
V45+W45	12030	17764	18162	26409	12413	18178	12003	17731
V45+W0	12030	17731	17567	25849	14138	19843	12003	17731
SISMO1x	10395	14630	11686	16231	10492	14879	11601	15925
SISMO1y	10256	14693	11686	16232	10631	14817	11601	15923
SISMO2x	9547	14457	10404	15717	9804	14609	10041	15609
SISMO2y	9568	14424	10403	15717	9783	14643	10041	15609

5.5.3.2 Combinações mais desfavoráveis

Na tabela 16, encontra-se um resumo global das combinações mais desfavoráveis para as quatro colunas, dos quatro níveis considerados anteriormente no subcapítulo 5.1.2.

Tabela 16 – Resumo global dos valores mais desfavoráveis dos esforços de dimensionamento da solução de base 19

Nível	Combinação	Esforço Axial [kN]	Momento Fletor [kN.m]	Esforço Transverso [kN]	Pré-esforço máximo [kN]
L	V45+W45	5348	658	85	1350
	V45+W0	5351	659	86	
H	V45+W45	7548	328	47	1372
	V45+W0	7 550	329	46	
E	V45+W45	12 121	859	114	1423
	V45+W0	12 085	772	101	
B	W45+V45	19 063	1907	253	2891
	V45+W45	19 385	1673	254	

Pelos dados indicados na tabela 16, abaixo do nível médio do mar (B), se as ondas e o vento surgirem a 45°, os esforços de dimensionamento serão máximos. Em termos de barras de pré-esforço, neste nível, considerou-se duas enquanto nos níveis superiores apenas uma. No nível seguinte ao nível médio do mar, mantém-se a mesma combinação desfavorável mas a combinação do vento a 45° e as ondas a 0° começa a ter alguma relevância, tornando-se a mais desfavorável nos dois últimos níveis. Na figura 5.15, estão apresentados os diagramas globais do esforço axial, momento fletor e esforço transverso da torre de base 19, para a combinação V45+W45.

Momento Fletor [kN.m]

Esforço Transverso [kN]

Esforço Axial [kN]

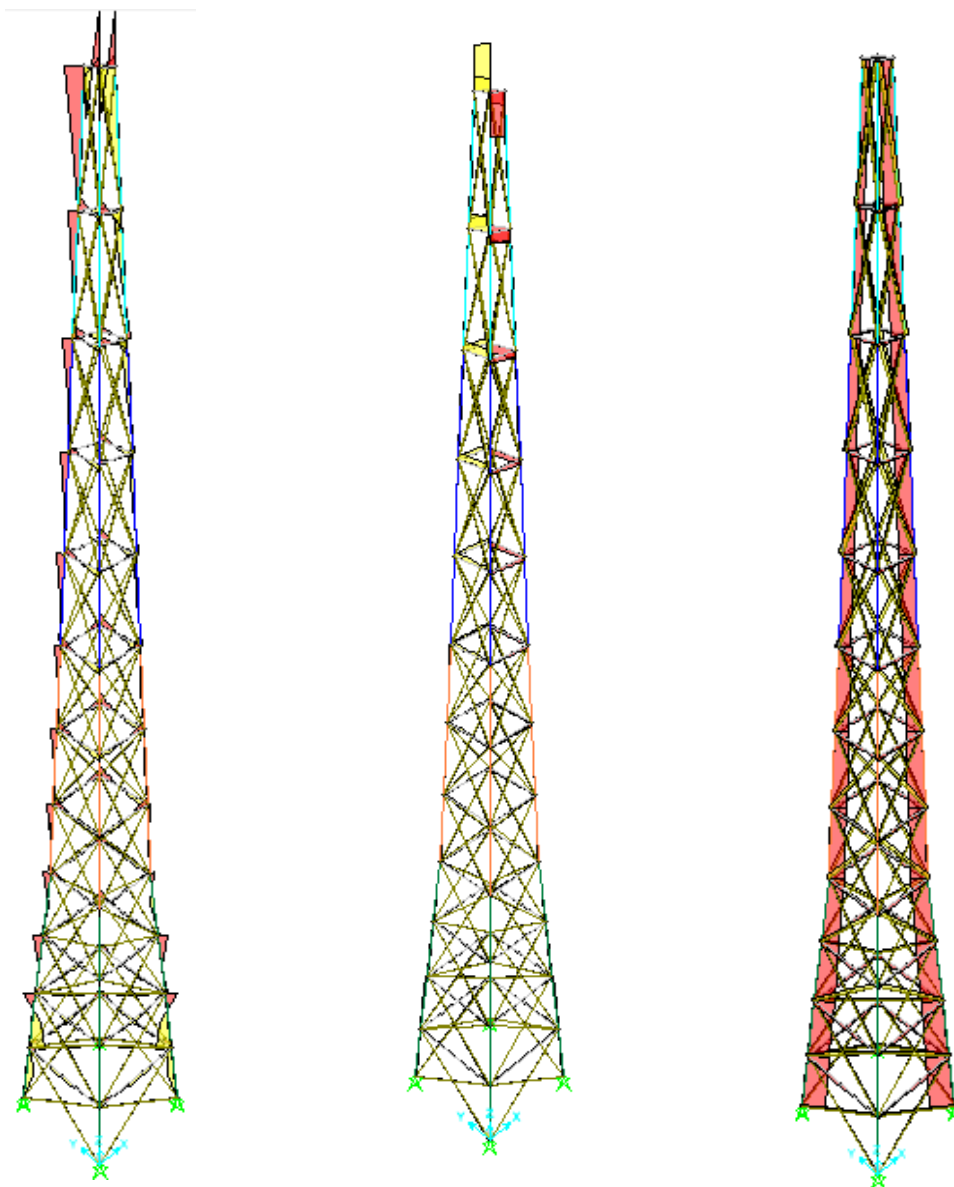


Figura 5.15 - Diagramas globais do momento fletor, esforço transverso e axial da torre de base 19m para a combinação V45 + W45 no time step 1.

5.5.3.3 Verificação do ELU de flexão composta

Após a análise de esforços no SAP 2000, verificou-se em termos globais os estados limites últimos à flexão composta, utilizando os ábacos para seções circulares ocas [58]. De modo a determinar a taxa de armadura pelos ábacos, é necessário calcular previamente dois parâmetros: o esforço normal reduzido e o momento reduzido. O esforço normal reduzido é definido pela expressão 5.6:

$$\nu_n = \frac{N_d}{A_c f_{cd}} \quad (5.6)$$

Sendo:

ν_n – Esforço normal reduzido [N]

N_d – Valor de cálculo do esforço normal atuante [N]

A_c – Área da seção transversal do betão [m²]

f_{cd} – Valor de cálculo da tensão de rotura do betão à compressão [Pa].

O momento fletor reduzido é definido pela expressão 5.7:

$$\mu = \frac{M_d}{A_c h f_{cd}} \quad (5.7)$$

Sendo:

μ - Momento fletor reduzido [N.m]

M_d - Valor de cálculo do momento fletor atuante [N.m]

h – Diâmetro da seção transversal circular oca [m].

As expressões acima enunciadas são válidas para as seguintes condições:

$$d_1 / (r_e - r_i) = 0,50 \text{ e } r_e / r_i = 0,90$$

Sendo:

d_1 – Recobrimento das armaduras [m]

r_e – Raio exterior da coluna [m]

r_i – Raio interior da coluna [m].

Uma vez que a seção vai variando ao longo da altura da torre, ajustou-se a área da seção transversal do betão (A_c) de cada seção, nos quatro níveis, de modo a fornecer uma armadura longitudinal mais precisa. A interpolação dos valores obtidos pelas equações 5.6 e 5.7 com as curvas do ábaco, permite obter o valor da taxa de armadura. Sabendo este valor, a armadura longitudinal total a colocar nas colunas, é determinada através da equação 5.8:

$$A_{s,tot} = \omega_{tot} \frac{A_c}{f_{yd}/f_{cd}} \quad (5.8)$$

Sendo:

$A_{s,tot}$ - Área total da seção de uma armadura de betão armado [m²]

ω_{tot} - Taxa mecânica de armadura [-]

f_{yd} - Valor de cálculo da tensão de cedência à tração do aço das armaduras de betão armado [Pa].

5.5.3.4 Verificação da percentagem de armadura

Após determinar a quantidade de armadura longitudinal no subcapítulo anterior, determinou-se a quantidade de varões de aço equivalentes para os quatro níveis do modelo de cálculo e a percentagem máxima de armadura, como demonstra a tabela 17.

Tabela 17 – Percentagem de armadura para a solução de base 19

Níveis de análise (metros)	12,5 - 25	50 - 62,5	100 – 112,5	137,5 – 150
A_c (cm ²)	16 022	12 274	6 833	4 948
$A_{s,tot}$ (cm ²)	450	466	177	129
Quantidade de Varões	56 Φ 32	58 Φ 32	22 Φ 32	16 Φ 32
Percentagem de armadura (%)	2,81	3,83	2,59	2,60

Pela tabela 17, conclui-se que dos quatro níveis analisados, a percentagem de armadura máxima é inferior à armadura máxima recomendada [21] de 4% da área da seção transversal do betão. No entanto, a enorme variação na área de betão da seção entre o primeiro nível e os seguintes terá de ser vista em pormenor na fase do projeto de execução.

5.6 Conclusão

Da análise global efetuada conclui-se que foi possível encontrar mais do que uma solução estrutural que cumpre os requisitos pré-estabelecidos, quer em termos de frequências quer em termos de estados limites últimos, sendo contudo necessário otimizar algumas dimensões das seções de betão armado na fase de projeto de execução.

Através dos diagramas de esforços conclui-se que no geral o esforço normal é mais elevado na base e os momentos fletores são mais elevados no topo da torre, devido aos esforços transmitidos pela turbina eólica *offshore*. Em termos de ordem de grandeza, dos esforços analisados, o esforço axial transmitido às colunas é o esforço mais preponderante. Assim, nesta fase, não se procedeu à verificação detalhada dos restantes estados limites últimos para as colunas como também não se verificaram os estados limites últimos para as vigas.

No cálculo da armadura longitudinal das colunas à flexão composta, verificou-se que o valor de cálculo dos momentos fletores é bastante inferior ao valor de cálculo do esforço axial, pelo que a determinação da taxa mecânica de armadura é na prática condicionada pelo valor do esforço normal reduzido.

Quanto às diagonais da torre de suporte, conclui-se que acima do nível do mar é suficiente ter uma barra de pré-esforço de 47 mm de diâmetro e abaixo do nível do mar, já será necessário ter duas barras de pré-esforço. Tal reforço permite não só impedir que as barras atinjam a tensão de cedência como também reforça a torre de suporte na zona de maior excitação devido às forças hidrodinâmicas, contribuindo para que as frequências naturais da torre permaneçam nos intervalos de segurança.

6. IMPLANTAÇÃO DO AEROGERADOR *OFFSHORE*

A viabilidade da implantação *offshore* do aerogerador está relacionada, entre outros aspetos, com a implantação do aerogerador e as tarefas inerentes como a montagem, transporte, ligação da fundação à torre de suporte, ligação à rede elétrica e ainda o acesso à turbina eólica. Para um melhor conhecimento destas problemáticas, estas tarefas serão brevemente descritas nos subcapítulos seguintes.

6.1 Fabrico e Montagem da torre de suporte

O fabrico da torre de suporte, que inclui as colunas, vigas, diagonais e respetivas ligações, serão efetuadas por uma empresa de pré-fabricação de betão, de acordo com o projeto e as especificações apresentadas na fase de dimensionamento estrutural. Depois a montagem desses elementos será efetuada num local próprio para a sua montagem, em princípio numa zona portuária. A sequência de montagem estará dividida em duas fases. A primeira fase, ocorrerá *onshore* e a segunda em *offshore*.

6.1.1 Montagem *onshore* da torre de suporte

Cada módulo da torre é composto por quatro colunas, quatro travessas e respetivos tirantes. As colunas contêm armadura de espera para ligar à base do módulo seguinte. Uma vez que todos os módulos da torre de suporte terão uma altura pré-definida, serão unidos os níveis suficientes para cada módulo, garantindo que a altura do primeiro módulo seja superior ao nível médio do mar do local de implantação. Os módulos seguintes serão unidos com altura equivalente ao módulo de referência ou com alturas inferiores. As barras de pré-esforço serão colocadas e tensionadas após a ligação dos módulos. No topo da torre de suporte, deverá ser colocada uma peça de transição que é um dos elementos mais importantes, em termos de estabilidade do aerogerador, devido aos elevados esforços que são transmitidos entre a turbina e a torre de suporte.

Nas figuras 6.1 e 6.2 mostram-se dois exemplos possíveis de peças de transição.



Figura 6.1 – Peça de transição utilizada pela Advanced Tower Systems [59]



Figura 6.2 – Peça de transição utilizada pela REpower [60]

A figura 6.1, mostra a peça de transição utilizada pela Advanced Tower Systems em torres de suporte híbridas que são compostas por um troço em betão prefabricado, um adaptador e um troço circular em aço sendo utilizada apenas em ambiente *onshore*.

A peça de transição da figura 6.2, é utilizada pela empresa REpower para ambiente *offshore*, em que a torre de suporte é composta por um *jacket* metálico, peça de transição e um troço superior circular em aço. A escolha mais adequada da peça de transição para uma torre treliçada em betão pré-esforçado, carece ainda de um estudo mais pormenorizado. Independentemente da escolha da peça de transição, a sua acoplagem à torre de suporte, será feita no topo do último módulo pré-fabricado.

6.1.2 Montagem *offshore* da torre de suporte

Relativamente à montagem *offshore* da torre de suporte, pode seguir-se a metodologia apresentada por [61].

1. Na primeira etapa e já com os módulos no local, serão iniciados os trabalhos de fundação com a colocação do primeiro módulo no fundo do mar, com o auxílio de um navio de elevação pesada.
2. São depois colocadas estacas por cravação nas mangas localizadas na base do módulo de referência.
3. Procede-se em seguida à junção de todos módulos que compõem a torre de suporte com a realização de todos os trabalhos de *grouting*.
4. Procede-se ao tensionamento das barras de pré-esforço através de macacos hidráulicos.
5. Elevação e colocação da *nacelle* no topo da torre, com o auxílio de um navio de elevação pesada.
6. Elevação e colocação completa do rotor incluindo as três pás (figura 6.3).



Figura 6.3 – Colocação do rotor completo [62]



Figura 6.4 – Colocação da 3ª pá na *bunny ears* [62]

Da metodologia acima apresentada, as etapas 5 e 6, podem ser substituídas pela elevação e colocação da *bunny ears* (conjunto composto pelo rotor e 2 pás) seguido depois pela colocação da 3ª pá, ambas com o auxílio de um navio de elevação pesada (figura 6.4).

6.1.3 Ligação Fundação - Torre

Apesar de em termos construtivos ou de materiais, as estruturas treliçadas em betão não serem semelhantes às estruturas *jacket* metálicas, a ligação da fundação à torre, poderá ser efetuada recorrendo a soluções conceptualmente utilizadas nas estruturas *jacket*. Segundo [63], [50] e [61] existem atualmente duas técnicas, *pre-piling* e *post-piling* utilizadas em soluções *jacket* metálicas.

A solução *post-piling* é a forma mais tradicional de instalar estruturas *jacket*. Consiste na colocação prévia da estrutura no fundo do mar seguidas pela introdução de estacas, nas mangas que se encontram na parte inferior da estrutura, sendo depois cravadas no fundo do mar, através de um pilão, processo conhecido como *hammering* ou através de vibração. A figura 6.5 ilustra as fases deste método.

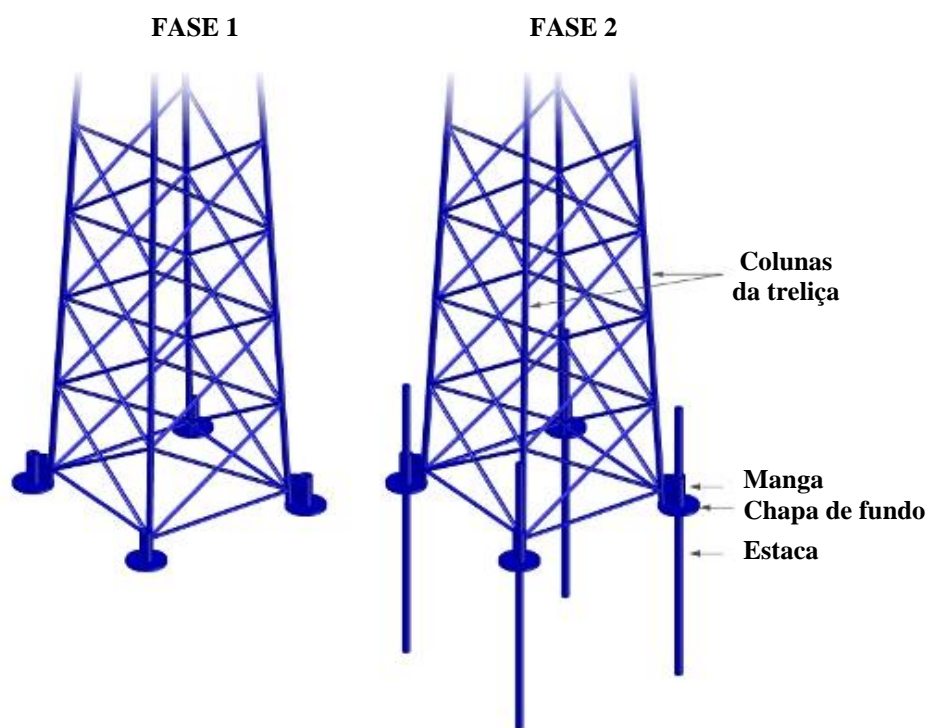


Figura 6.5 – Fases do processo de *post-piling*, adaptado [63]

A ligação, ou o espaço entre as mangas e as estacas, são tipicamente preenchidos através de *grouting* (enchimento com argamassa especial), de modo a transferir as ações provenientes das colunas para a estaca. Outro processo possível é através de *swaging*, que é um processo de forjamento a frio, onde o diâmetro do tubo interno da estaca é expandido através de uma molde próprio ou através de água de alta pressão. As figuras 6.6 e 6.7 ilustram os dois tipos de ligação.



Figura 6.6 – Ligação *swaged* [50]

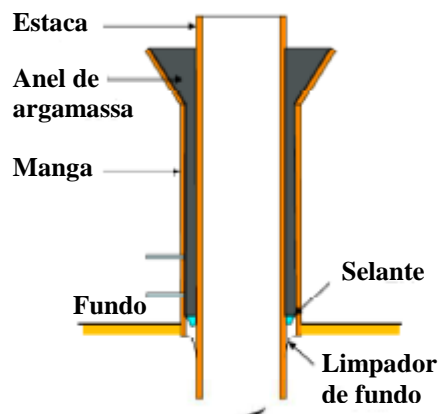


Figura 6.7 – Ligação por *grouting*, adaptado [50]

Na solução de *pre-piling*, primeiro é usado um molde para permitir uma distância equidistante entre estacas, seguindo-se a cravação das estacas no solo, através de *hammering* ou vibração. Depois a estrutura é descida para o fundo do mar, onde as guias de cravação localizadas no fim das colunas, encaixam no topo das estacas. A figura 6.8 ilustra as várias fases deste método.

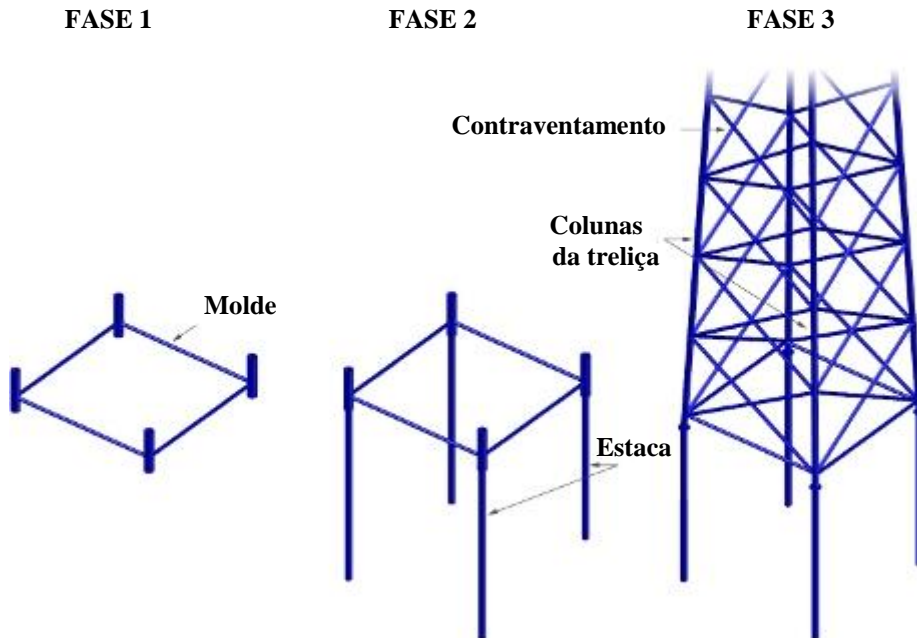


Figura 6.8 – Fases do processo de *pre-piling*, adaptado [63]

As ligações entre as guias de cravação e as estacas (figura 6.9), podem ser feitas através de *grouting*, *swaging* ou ainda por um método recente denominado *pile quick coupling* descrito em [64].

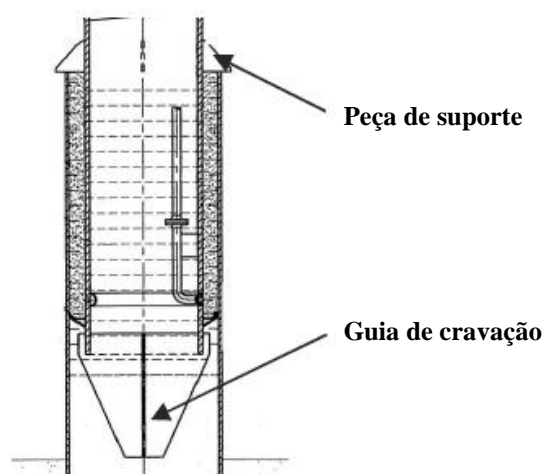


Figura 6.9 – Pormenor de ligação através de *grouting*, adaptado [50]

Uma vez que as fundações, para este tipo de torre de suporte *offshore*, ainda carece de mais investigação, tanto o método de *post-piling* como o de *pré-piling* poderão fornecer informações importantes ao seu futuro desenvolvimento.

6.2 Transporte

O transporte do aerogerador para a zona piloto envolverá o transporte dos vários componentes desde o local de fabricação até ao local de implantação. Pelo facto de a torre de suporte apresentada ter uma montagem semelhante às torres com elementos tipo *jacket* metálicos, pode-se assumir que desde o local de fabricação até ao local de implantação, o transporte será semelhante.

Apresenta-se de seguida, as principais etapas do transporte tanto para *onshore* como para *offshore* tendo por base a metodologia sugerida por [50]. Para outros aspetos complementares sobre transporte, sugere-se a consulta de [40].

6.2.1 Transporte *onshore*

O transporte *onshore* compreende seis fases, desde a fabricação até à colocação dos módulos da torre de suporte no barco de transporte. As fases descritas a seguir, consideram o fabrico dos elementos numa nave de fabricação e seguem os seguintes procedimentos:

1. A montagem dos módulos da torre é feita em altura, em apoios permanentes, de modo a levantar cada módulo acima do solo, facilitando a acessibilidade aos elementos bem como o transporte horizontal dos elementos através de um veículo conhecido como *Self Propelled Modular Transporter* (SPMT), ilustrado na figura 6.10.
2. Após a montagem estar concluída, os módulos são transportados pelo SPMT horizontalmente para fora da nave de fabricação. De modo a garantir um transporte mais seguro, são colocados apoios adicionais, denominados por SMTP *packs* (figura 6.11). Este veículo pode ser acoplado a vários SMTP, cada roda dispõe de uma capacidade de carga de 30 toneladas e pode rodar independentemente das outras, o que dá bastante flexibilidade de movimentos ao veículo e grande capacidade de carga.



Figura 6.10 – Self Propelled Modular Transporter [50]

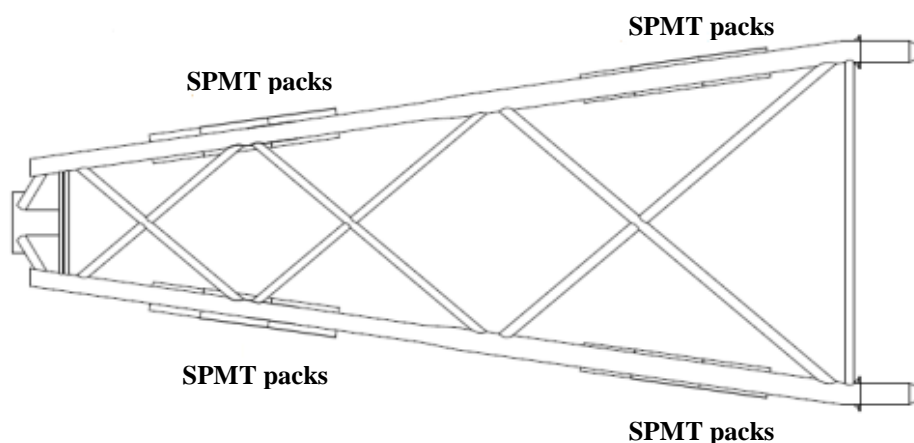


Figura 6.11 – Transporte horizontal de um *jacket* metálico com quatro SPMT packs, [50]

3. Devido a questões atmosféricas ou de indisponibilidade do equipamento de instalação é muitas vezes necessário armazenar os módulos numa zona de armazenamento perto do local de

embarque. Para essa operação, os módulos têm de ser previamente içados na vertical, sendo executados através de guinchos, gruas, ou através de pórticos permanentes com grua.

4. Após o levantamento vertical, os módulos são transportados novamente com o SPMT na vertical para o local de armazenamento, utilizando mais uma vez os SPMT *packs* mas na parte horizontal dos elementos do módulo da base.
5. Transporte do local de armazenamento para o cais de embarque.
6. Colocação dos módulos no barco de transporte.

6.2.2 Transporte *offshore*

O transporte *offshore* dos módulos das torres, necessita de menos fases que o transporte *onshore* sendo necessário algumas recomendações para o transporte dos módulos. Existem dois fatores que pesam na escolha do tipo de transporte e consequente custo: a distância entre o cais de embarque e a zona de implantação e o número de embarcações necessárias para as operações.

Os cais de embarque mais próximos da zona piloto são os portos da Figueira da Foz e de Peniche. O porto da Figueira da Foz dista aproximadamente 24 milhas náuticas (45 km) enquanto o de Peniche dista aproximadamente 35 milhas (60 km). Fatores como a capacidade de operação e zona de armazenamento do porto, limitação de batimetria ou proximidade com o local da fabricação, poderão influenciar a escolha do cais de embarque.

O transporte dos módulos é realizado através de uma barca puxada por rebocadores (figura 6.12) para o transporte dos módulos e das estacas da fundação.



Figura 6.12 – Barca de transporte de três *jacket's* metálicos [50]

A barca de transporte típica utilizada no Mar do Norte tem uma capacidade de carga de 8000 a 9000 toneladas, tem como dimensões 91,44 metros de comprimento e 27,43 metros de largura e é muito usado devido ao seu baixo preço por dia [50].

Para transportar a torre de suporte considerada nesta dissertação, esta será dividida em três módulos de diferentes alturas, sendo posteriormente acoplados no local da implantação. O primeiro módulo terá a altura de 62,5 metros (de modo a que a ligação ao segundo módulo não coincida com o nível do mar), o segundo com uma altura de 50 metros e o último módulo com uma altura de 25 metros. Uma vez que o peso total da torre de suporte e as dimensões dos módulos não ultrapassam nem a capacidade máxima de carga nem as dimensões da barca de transporte, apenas será necessária uma barca para transportar a torre de suporte para a zona piloto.

Para a elevação dos módulos, da turbina e para as operações de fundação, existem duas soluções. A primeira é através do uso de um navio de elevação pesada (também denominado HLV) como o da figura 6.13 auxiliado pela barca de transporte.



Figura 6.13 – Navio de elevação pesada [50]

Na segunda opção, ilustrada na figura 6.14, usa-se um navio que não necessita de barca de transporte e que alia o transporte da turbina eólica e da torre de suporte à capacidade de elevação da sua carga. No entanto, uma vez que os módulos da torre de suporte em estudo, são mais pesados e ocupam mais espaço que no caso de um monopilar, será necessário ajustar o navio apresentado em relação às dimensões e capacidade de carga requeridas.



Figura 6.14 – Navio de elevação e transporte de um aerogerador [65]

6.3 Ligação à rede elétrica e acesso à turbina eólica *offshore*

Para a ligação do aerogerador à rede elétrica é necessário ponderar sobre os cabos submarinos a utilizar e a ligação à rede elétrica. Os principais aspetos destes tópicos serão abordados nos subcapítulos seguintes.

6.3.1 Cabos Submarinos

Os cabos submarinos são os responsáveis pelo transporte da energia elétrica proveniente da turbina eólica para a rede elétrica como também para conectar fileiras de aerogeradores no caso dos parques eólicos, também conhecidos como *wind farms*.

Segundo [4] a maioria das turbinas eólicas funcionam em regime AC (tipicamente no intervalo de 25 - 40 kV) pelo que os cabos recomendados também serão próprios para esse regime. A figura 6.15 mostra alguns exemplos de cabos submarinos.



Figura 6.15 – Vários tipos de cabos submarinos: da esquerda para a direita, XPLE AC de três núcleos; LPFF; XPLE DC de três núcleos e de um núcleo [4]

Um cabo submarino comum é constituído por sete camadas. Do núcleo para o exterior, as camadas são as seguintes:

1. Núcleo condutor - responsável pelo transporte da corrente elétrica;
2. Isolamento - isola a condução do núcleo e limita a propagação da corrente;
3. Proteção - que corresponde a uma camada condutora ao longo do cabo, de modo a estabilizar o campo elétrico e evitar zonas de concentração;
4. Revestimento - é composto por materiais metálicos e serve de ligação do cabo à terra e de barreira à água;
5. Armadura - proporciona resistência mecânica e proteção anti corrosão;
6. Fibra-ótica - para a comunicação e monitorização entre cabos;
7. Revestimento de proteção que assegura uma última camada protetora.

A descrição pormenorizada de aspetos como, perdas dos cabos, tipos de cabos, tipo de isolamento e tipos de sistemas de transporte, surgem fora do âmbito desta dissertação, pelo que se destaca a seguinte bibliografia [38].

6.3.2 Ligação à rede elétrica

Quando pretendemos fazer a ligação entre os aerogeradores e a rede elétrica, no caso de um parque eólico, é necessário existir duas subestações, uma *offshore* e outra *onshore*. A subestação *offshore* serve para elevar a tensão proveniente dos aerogeradores até ao nível de tensão de transporte e separar o sistema de coleção das fileiras de aerogeradores do sistema de transporte. A subestação *onshore* tem a

função de injetar a corrente elétrica na rede elétrica e também serve como barreira suplementar entre o parque eólico e a rede central. A figura 6.16 ilustra um esquema de ligação típico de um parque eólico *offshore*.

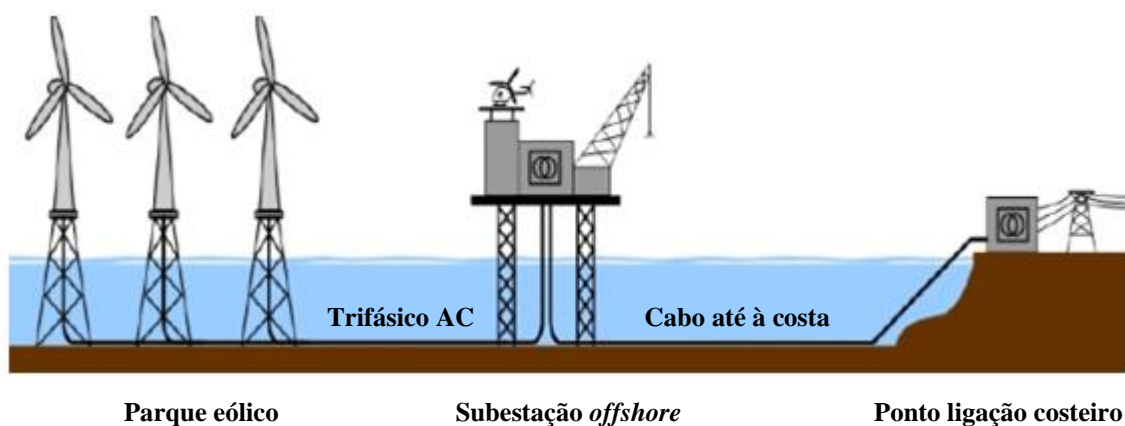


Figura 6.16 – Sistema de ligação típico de um parque eólico *offshore*, adaptado [66]

No caso da zona piloto, a ligação entre o aerogerador e a rede elétrica na costa portuguesa, é composta por duas partes. Do ponto de vista da rede elétrica, a primeira parte da ligação é da responsabilidade da ENONDAS, que assegura a ligação da rede desde a subestação costeira até à isóbata 50 metros (ver figura 4.2, capítulo 4). A segunda parte da ligação é da responsabilidade da empresa proponente do projeto, que assegura a ligação entre o cabo submarino da ENONDAS e a turbina eólica *offshore*.

Uma vez que este estudo é realizado apenas para um aerogerador, não é necessário prever uma subestação *offshore* entre o aerogerador e a rede elétrica.

6.3.3 Acesso à turbina eólica *offshore*

As torres e turbinas eólicas, uma vez em operação, passam por rotinas de manutenção e inspeção por técnicos especializados tanto à turbina como à torre de suporte. Geralmente, existem duas maneiras de ter acesso à turbina eólica, ou por via marítima através de embarcações ou por via aérea através de heliporto (figura 6.17), onde os técnicos podem ser içados por um helicóptero.



Figura 6.17 – Acesso à turbina eólica por via aérea [67]

Para o acesso por via marítima, é necessário criar uma plataforma para as embarcações bem como escadas, para permitir que o pessoal alcance a plataforma principal. Para determinar o nível da plataforma, recomenda-se o uso da expressão (6.1) apresentada por [68] e [61] :

$$Z_{\text{plataforma}} = LAT + \Delta Z_{\text{maré}} + \Delta Z_{\text{surge}} + \Delta Z_{\text{ar}} + \xi^* \quad (6.1)$$

Sendo:

$Z_{\text{plataforma}}$ – Nível da plataforma [m + MSL]

$\Delta Z_{\text{maré}}$ – Amplitude de maré [m]

ΔZ_{surge} – Amplitude da maré de tempestade [m]

ΔZ_{ar} – Lacuna de ar entre a crista da onda e o nível da plataforma [m]

ξ^* – Elevação extrema da onda [m].

Para os parâmetros ΔZ_{ar} e ξ^* , [68] sugerem que $\Delta Z_{\text{ar}} = 1,5$ m e $\xi^* = 0,65 H_{S,50}$. O parâmetro $H_{S,50}$ anos corresponde à altura de onda significativa com 50 anos de período de retorno.

A figura 6.18 ilustra os níveis necessários para a determinação do nível da plataforma para uma torre circular, sendo a sua determinação semelhante no caso da torre treliçada.

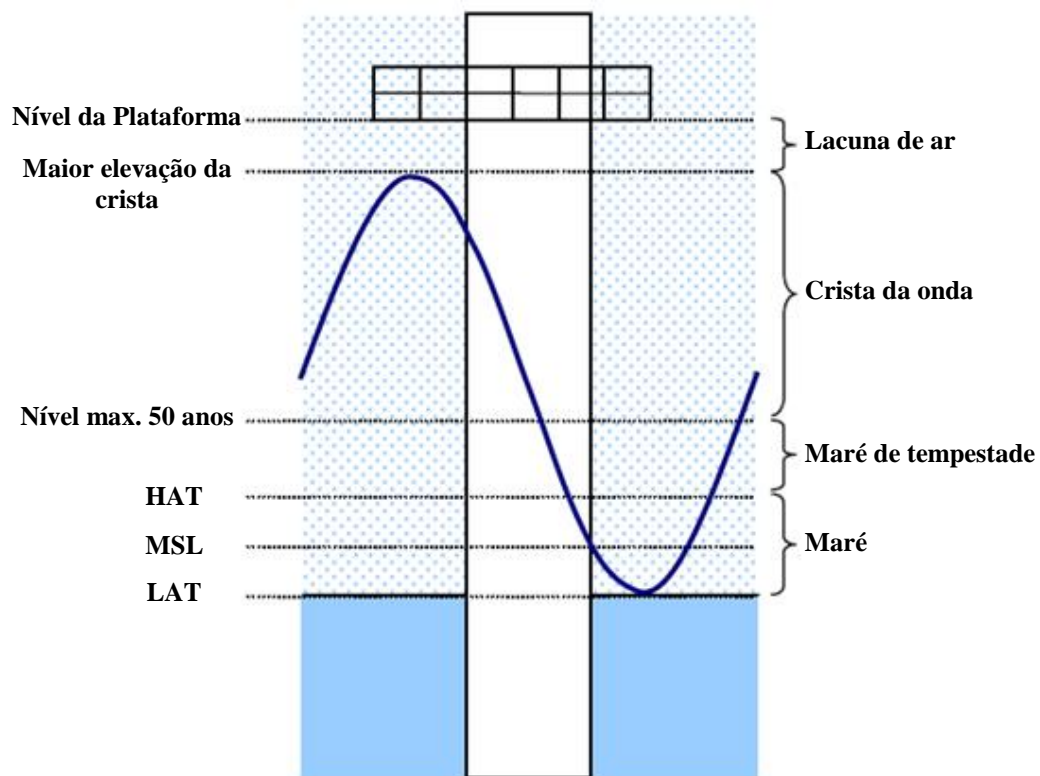


Figura 6.18 – Determinação do nível da plataforma, adaptado [69]

Como atualmente no mercado, existem algumas turbinas que contemplam a integração de um heliporto, cabe aos investidores decidirem sobre a necessidade deste tipo de acesso atendendo às condições da zona piloto. Se a solução passar pelo acesso por via marítima à plataforma, então torna-se necessário prever a sua incorporação num dos módulos da estrutura.

6.4 Conclusão

Os procedimentos adotados tanto para a montagem como para o transporte são fatores importantes para a relação custo-eficiência da torre de suporte.

Uma vez que ainda não houve qualquer fabricação da torre de suporte, a fase de montagem teve de ser elaborada utilizando como aproximação, o fabrico de *jacket's* metálicos, pelo que o processo de fabrico poderá não corresponder ao que foi descrito. No entanto, o mesmo processo foi elaborado em concordância com os inventores desta solução estrutural.

Quanto ao transporte, devido à inexperiência em Portugal para este tipo de operações no mar e para este tipo de fundação, os navios usados neste estudo tiveram como referência as operações em parques eólicos, no mar do Norte. Uma vez que tanto o fundo do mar como as condições climatéricas são bem diferentes da costa portuguesa, tal assunção poderá levar a um sobredimensionamento dos custos do transporte bem como dos meios necessários.

A ligação entre a turbina eólica *offshore* e a rede elétrica será neste caso privilegiada, pelo facto de tanto a batimetria da implantação do aerogerador como o terminal do cabo submarino da ENONDAS, ser aos 50 metros, evitando custos nos cabos elétricos na ligação.

7. VIABILIDADE ECONÓMICA

Para avaliar se um projeto de um aerogerador *offshore* é ou não economicamente viável, é necessário que o local pretendido tenha regimes de vento suficientes para uma produção anual rentável de energia elétrica, antever os custos das várias fases da sua implantação até ao seu pleno funcionamento e por fim, proceder a uma avaliação económica.

7.1 Produção de energia anual

A determinação da produção de energia anual é um dos parâmetros vitais para o interesse económico de um projeto de energia eólica. Para tal, torna-se necessário um conhecimento o mais preciso e completo possível, sobre as características do vento no local pretendido para a implantação.

7.1.1 Recolha de dados sobre vento

Existem várias formas de obter estimativas sobre o regime de ventos num determinado local. Contudo, como em qualquer estimativa, existe um erro associado. Numa escala crescente de precisão, existem quatro alternativas [4]. A primeira alternativa é realizada através de um atlas de vento *offshore*, como o que se apresenta na figura 7.1.

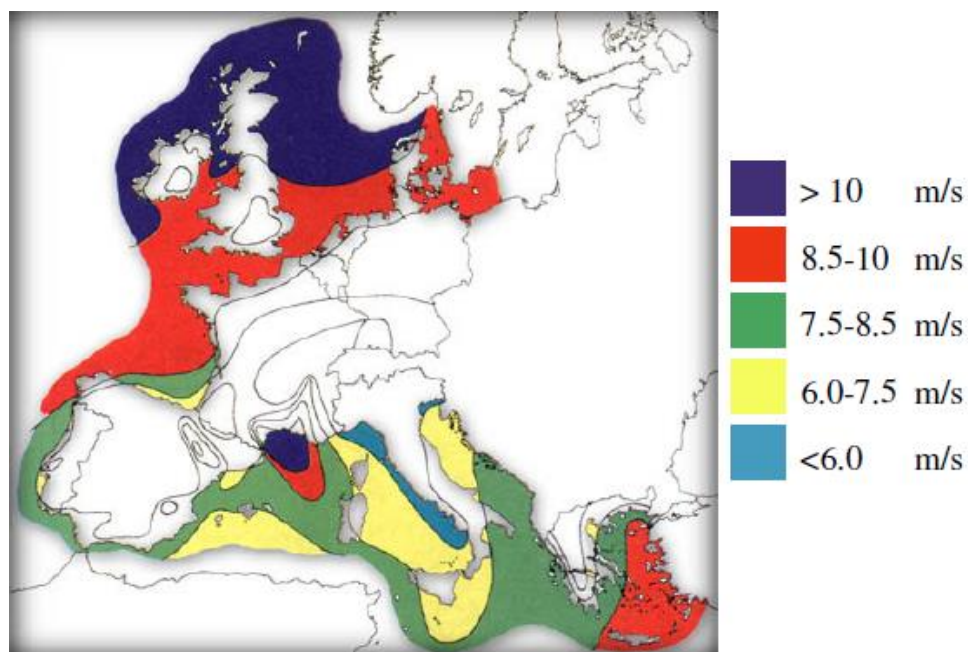


Figura 7.1 – Velocidade média anual do vento a 100 m de altura para mares europeus [32]

No intuito de melhorar a primeira estimativa, recorre-se a três alternativas que consistem em extrapolações baseadas em medições de estações meteorológicas ou plataformas petrolíferas próximas do local de implantação, através da estimativa de um aerogerador *offshore* próximo e ainda através de anemómetros em diferentes alturas, em torres de dados meteorológicos (figura 7.2) ou através de boias meteorológicas como a mencionada no capítulo 4.



Figura 7.2 – Torre de dados de vento [70].

Para uma melhor avaliação das condições do vento no local, [71] sugere a recolha de dados num período o mais alargado possível, com um mínimo de 3 anos, de modo a contabilizar as variações anuais. Porém a norma [26] sugere que os dados estatísticos empíricos utilizados como base em projetos de aerogeradores *offshore*, devem abranger um período mínimo de 10 anos.

Para o local de implantação em estudo (zona piloto), o período de recolha de dados foi realizado apenas entre 10 de Dezembro de 2011 e 9 de Julho de 2012 pelo IH, sendo que de 8 a 17 de fevereiro, foram perdidos dados devido a uma falha no sistema de gestão de dados [41]. Das 4549 horas de dados disponíveis, 1% dos dados não foram registados devido a erros no sensor ou no *data logger*, resultando em 4495 horas de dados aceitáveis.

7.1.2 Cálculo da produção de energia anual

Para o cálculo da produção de energia existem três métodos, para o regime de vento quase-estacionário, baseados na distribuição de probabilidade de Weibull ou de Rayleigh e na curva de potência de uma turbina eólica *offshore* [4]. O método adotado para esta dissertação é também o mais utilizado, visto ser simples e rápido de calcular, obtém-se através da integração entre o produto da função densidade de probabilidade da velocidade do vento e a curva de potência de uma turbina e tem a seguinte expressão [72]:

$$E_{ANUAL} = 8760 \int_{V_{ci}}^{V_{co}} f(V) \times P_e(V) dV \quad \text{sendo } V = [V_{ci}, V_{co}] \quad (7.1)$$

Sendo:

E_{ANUAL} – Energia anual [Wh/ano]

V_{ci} – Velocidade mínima do vento para entrada em produção (cut-in) [m/s]

V_{co} – Velocidade máxima do vento para produção (cut-out) [m/s]

$f(V)$ – Função densidade de probabilidade [-]

$P_e(V)$ – Potência da turbina [W]

8760 – Número de horas num ano.

No entanto, a expressão mais utilizada é [4]:

$$E_{ANUAL} = 8760 \sum_{V_{ci}}^{V_{co}} f(V)^* \times P_e(V) \quad \text{sendo } V = [1, 2, 3, \dots, 30] \quad (7.2)$$

Sendo:

$f(V)^*$ – Função distribuição das classes de vento [-].

Tal razão deve-se ao facto da função densidade de probabilidade tal como a potência da turbina, na expressão 7.1, estarem como variáveis contínuas enquanto na expressão 7.2 estão como variáveis discretas, ou seja, para uma velocidade do vento de 3 m/s (por exemplo), $f(V)^*$ corresponde à probabilidade da velocidade do vento estar entre 2,5 e 3,5 m/s.

Apesar da quantificação de energia produzida num aerogerador *offshore* ou parque eólico, ser o parâmetro mais importante, existem indicadores de produção energética, como a capacidade eólica instalada ou a instalar num local, que são filtrados da informação da produção de energia anual [72]. Um desses indicadores é o índice NEPS que representa o número anual de horas de

funcionamento do aerogerador à potência estipulada da turbina (P_n), podendo ser calculado pelo quociente entre a equação 7.1 e a potência estipulada da (s) turbina (s):

$$NEPS = \frac{E_{ANUAL}}{P_n} \quad (7.3)$$

Para um promotor de energia eólica, torna-se rentável se o índice NEPS for superior a 2 000 h/ano pois a expressão de cálculo do custo da distribuição da energia de origem eólica na rede elétrica nacional, inclui este índice [72].

Outro indicador de produção energética é o índice fator de capacidade (FC), adimensional e expresso em percentagem, que resulta do quociente entre o índice NEPS e o número de horas de um ano. Assim, tendo em conta as 2 000 horas e 8760 horas num ano, conclui-se que se o índice FC for superior a 22,8%, a construção de um aerogerador *offshore* ou de um parque eólico é rentável. O índice FC, também é descrito por [73] como sendo:

$$\text{Fator de Capacidade (FC)} = \frac{\bar{P}_w(h, I_v, p, \text{etc.})}{\text{Potência estipulada da turbina}} \quad (7.4)$$

Sendo:

$\bar{P}_w(h, I_v, p, \text{etc.})$ – Corresponde à potência média de saída afetada por vários fatores como eficiência aerodinâmica, camada limite atmosférica, turbulência do vento, altura da turbina relativa à superfície, eficiências mecânicas e elétricas, etc. [W].

Quer isto dizer que o FC é afetado por diversas perdas e que por consequência afecta a produção de energia. No entanto, os vários métodos para estimar a produção anual de energia, têm como um dos pressupostos a disponibilidade da turbina a 100% [74] [75]. Como tal nesta dissertação, não se contabilizam as perdas nos cálculos.

De seguida apresenta-se a metodologia adotada para a obtenção da produção de energia anual e algumas conclusões.

1. Comprimento de Rugosidade

Para o estudo da energia do vento, foi necessário extrapolar as velocidades recolhidas da altura do mastro da boia (3,5 m) para a altura do cubo do rotor da turbina eólica *offshore*, que neste caso

é de 100 m (acima do nível médio do mar). Para essa estimativa foi utilizada a equação 3.3 do perfil logarítmico definido anteriormente no subcapítulo 3.3.2.

2. Escolha da Turbina

A turbina eólica *offshore* escolhida foi a REpower 5MW, por ter duas características importantes, tendo em atenção a geometria da torre. A primeira característica é o facto de ter o transformador no interior da *nacelle* não sendo assim necessário a criação de um compartimento estanque para o efeito. A segunda característica tem a ver com a possibilidade de ter um heliporto para manutenção da turbina, no topo da *nacelle*, o que em dias de muita agitação marítima, revela-se uma mais-valia.

3. Estimativa da produção de energia anual e cálculo de indicadores de produção elétrica

A energia anual produzida, corresponde à que se obtém na direção preferencial 0° , com as duas adjacentes 330° e 30° , de acordo com os ventos predominantes na zona piloto. Esta opção implica na prática, considerar limitações à orientação (*yaw*) da turbina para essas direções, de modo a retirar o máximo de energia.

Após tratamento de dados ilustrados na figura 7.3, verifica-se que a probabilidade de ocorrência de vento para velocidades a partir dos 20 m/s é nula, não sendo possível à turbina tirar partido da sua potência estipulada entre os 20 m/s e o seu *cut-off* aos 30m/s.

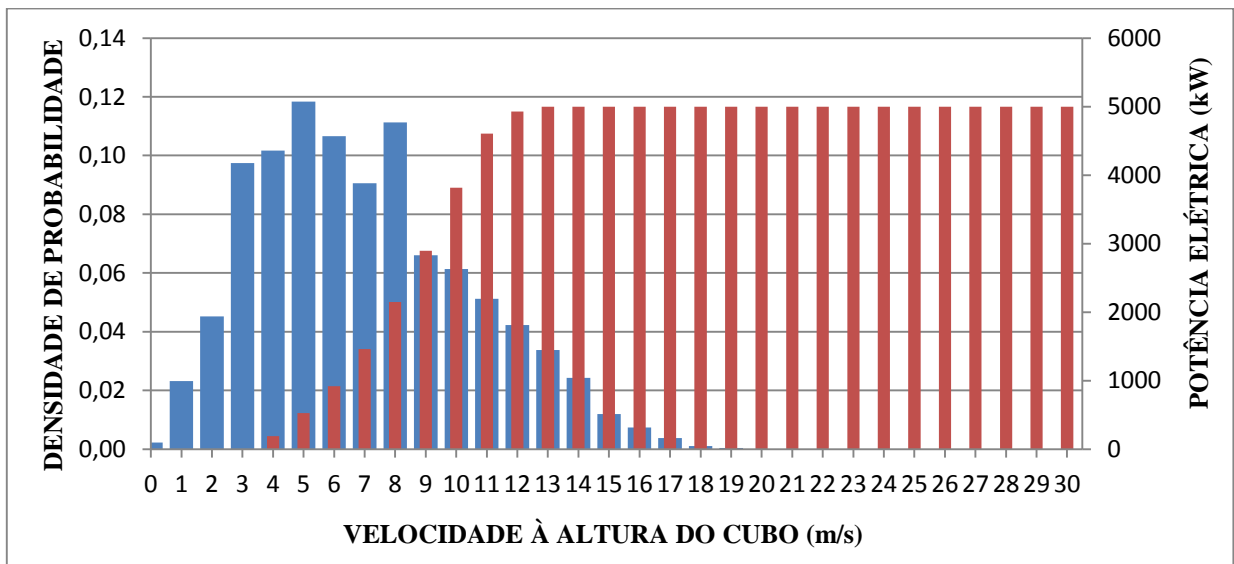


Figura 7.3 – Probabilidade de ocorrência e a potência elétrica em função da velocidade à altura do cubo do rotor

Atendendo a que a produção de energia anual obtida foi de 16 069 MWh/ano, se considerarmos uma turbina de 5MW, os índices NEPS e FC têm os seguintes valores:

$$\text{NEPS} = \frac{16\,069 \text{ MWh/ano}}{5 \text{ MW}} \approx 3214 \text{ h/ano}$$

$$\text{FC} = \frac{3214 \text{ h/ano}}{8760 \text{ h/ano}} \approx 36,7 \%$$

4. Cálculo de indicadores de produção elétrica fornecidos pelo LNEG

De modo a validar os indicadores de produção elétrica obtidos pela boia meteorológica, solicitou-se ao LNEG através do envio das coordenadas da zona piloto, o índice NEPS para uma altura de 100 metros. Tendo como base quase 20 anos de dados de registos e com base na curva típica de um aerogerador com potência estipulada de 2 MW, o índice NEPS fornecido pelo LNEG foi de 3005 h/ano por MW. Uma das vantagens do índice NEPS é o facto de estar adimensionalizado por potência estimada da turbina. Assim, utilizando a equação 7.3, para uma turbina de 5MW, a produção anual de energia vem:

$$E_{\text{ANUAL}} = 3\,005 \text{ h/ano} \times 5\text{MW} = 15\,025 \text{ MWh/ano}$$

e o índice FC, vem:

$$\text{FC} = \frac{3005 \text{ h/ano}}{8760 \text{ h/ano}} \approx 34,3 \%$$

5. Comparação de resultados

Quanto à produção anual de energia, obtidos nos pontos 3 e 4, conclui-se que, entre o valor medido na zona piloto pela boia meteorológica e a previsão de cálculo efetuado pelo LNEG, existe uma diferença de cerca de 7%. Tal diferença de valores pode dever-se ao facto de as medições feitas na zona piloto, não terem sido efetuadas no período de um ano, nem no período mínimo recomendado, como mencionado no subcapítulo 7.1.1.

7.2 Custos do projeto

Conhecida a produção de energia anual, importante para o cálculo da receita anual, é necessário ter em conta os custos inerentes ao projeto. Os custos de um aerogerador *offshore* são diversos, podendo no entanto serem resumidos a três: investimento inicial, custo anual e custo de desmantelamento.

7.2.1 Cálculo do investimento Inicial

O investimento inicial está dividido em seis parcelas: custo do aerogerador, custo da torre de suporte, custo das infraestruturas, montagem e transporte *offshore* e outras despesas, como se apresenta na tabela 18.

Os pressupostos do cálculo foram obtidos através de estudos realizados por [76], [61], [50], [4] e [77] tendo sido feitos os ajustes necessários, pois os estudos foram realizados para parques eólicos *offshore*.

Na parcela do custo do aerogerador, torre de suporte e infraestruturas:

- Turbina eólica *offshore* 5MW – considerou-se um custo intermédio de 1M€/MW [77];
- Torre treliçada e fundações em cálice em betão pré-fabricado – considerando o valor referenciado por [76], o valor estimado foi de 1 850 000 €;

Na parcela da montagem *offshore*:

- Cabos elétricos – o valor de referência para um cabo de 5MW foi de 150 €/m [77] tendo como comprimento 170 metros correspondente à distância entre o terminal do cabo submarino da ENONDAS à base da torre de suporte e daí até à turbina eólica *offshore*.
- Torre de suporte e fundações – o valor considerado foi de aproximadamente 750 000 €;
- Turbina – o valor de referência foi de 436 000 €/MW [4].

Na parcela do transporte *offshore*:

- Torre de suporte e fundações – Tendo em conta o peso e as dimensões das peças, atribuiu-se o valor correspondente ao custo de uma barca de transporte, considerando-se o custo praticado no mar do Norte indicado por [61];
- Turbina – assumiu-se o valor de 120 000€/dia, assumindo 1 dia com boas condições meteorológicas e de ondulação marítima [4].

Na parcela das outras despesas:

- Estudos, projetos e gestão – O valor indicado inclui despesas com o estudo de impacto ambiental [76], projetos de estrutura e fundações, de eletricidade e de equipamentos, gestão dos projetos, revisão dos projetos e fiscalização;
- Custos administrativos – valor estimado pela ENONDAS.

Além do valor do investimento inicial é necessário contabilizar um fundo de maneo necessário de exploração de 20% do custo de construção do parque [76].

Tabela 18 – Cálculo do investimento inicial [76], [61], [50], [4] e [77]

Descrição	Valor
Fabrico	
Turbina eólica <i>offshore</i> 5MW	5 000 000 €
Torre treliçada e fundações	1 850 000 €
Subtotal	6 850 000 €
Montagem <i>Offshore</i>	
Cabos elétricos	25 500 €
Turbina	436 000 €
Torre treliçada e fundações	750 000 €
Subtotal	1 211 500 €
Transporte <i>Offshore</i>	
Torre treliçada e fundações	15 000 €
Turbina	120 000 €
Subtotal	135 000 €
Outras despesas	
Estudos, Projetos e Gestão	650 000,00 €
Custos administrativos	100 000,00 €
Subtotal	750 000,00 €
Total de Investimento inicial	8 946 500 €
Fundo maneo (20%)	1 789 300 €
Total Global	10 735 800 €

A estimativa do investimento inicial será de **10 735 800 €**. É importante realçar ainda que na avaliação financeira do projeto efetuada, é assumido que todo o investimento inicial é garantido pela empresa, não havendo portanto necessidade de recorrer a empréstimos.

7.2.2 Cálculo do custo anual

Os custos anuais inerentes ao projeto resultam da conjunção de três custos: seguros, operação e manutenção (conhecido como O&M) e ainda renda anual à empresa concessionária. Os custos de

O&M considerados tiveram como base o estudo realizado por [77]. A política de manutenção é baseada em três formas de ação, nomeadamente:

- Monitorização de equipamentos da turbina eólica: sensores de temperatura no gerador, multiplicador, fluidos lubrificantes e refrigerantes, parâmetros de rotações e de produção de energia.
- Manutenção preventiva: consiste na mudança de certos dispositivos de grande importância na produção após várias horas de operação, podendo não apresentar condições de continuar a operar. É mais rentável assegurar o pleno funcionamento desses dispositivos, do que ocorrer uma falha que pare a produção, sendo depois necessário mais custos com reparações adicionais. Consiste portanto na mudança de rolamentos e travões da turbina eólica.
- Manutenção corretiva: consiste na reparação de elementos que não são detetáveis na monitorização e que serão identificados após as inspeções periódicas. Como exemplo temos a avaliação do estado estrutural geral da torre, estado das ligações e eventual corrosão, estado das lâminas, rotor, *nacelle* e outros componentes não-vitais que compõem a alimentação da turbina eólica.

Após a descrição das políticas de manutenção a realizar, segue-se uma estimativa das operações reais envolvendo a manutenção, atribuindo um custo correspondente por ano. A política de inspeções ao aerogerador será realizada na época de Setembro, antes da época das tempestades, de modo a preparar e inspecionar o aerogerador para a época de inverno. Será feita ainda uma manutenção preventiva das peças críticas para que o aerogerador esteja no seu melhor estado neste período pois é a época com maior qualidade de vento. Estão ainda previstas duas viagens extras por ano, que se realizarão depois dos períodos de maiores tempestades, para aferir o estado global da estrutura.

O valor de O&M considerado, tem por base um artigo de GL Garrad Hassan de 2011 que indica o custo anual médio de O&M de turbinas eólicas *offshore*, num montante de 150 000 € por turbina por ano [78].

Os custos anuais com seguros são sugeridos por [76] no valor de 50 000 € enquanto a renda anual indicada pela ENONDAS, será de aproximadamente 240 000 €. A tabela 19 apresenta o resumo da estimativa de custos totais anuais do projeto.

Tabela 19 – Custos anuais do projeto

Despesas	Valor
O&M	150 000 €
Seguros	50 000 €
Renda	240 000 €
Total	440 000 €

7.2.3 Custo de desmantelamento

Após a expiração do período da licença de exploração é necessário ter em conta os custos com o desmantelamento do aerogerador. A turbina eólica *offshore* é projetada para ter um tempo de vida de pelo menos 20 anos. Uma vez que o período do projeto é de 5 anos, pois é o prazo máximo de validade da licença de exploração para demonstração de conceito [49], o aerogerador ainda pode ser reutilizado para outro projeto bem como a torre de suporte pelas vantagens indicadas no subcapítulo 2.2.4.2.

Atendendo a que todos os componentes do aerogerador *offshore* podem ser novamente utilizados, os custos de desmantelamento consistirão nas operações de desacoplamento da turbina eólica *offshore* da torre de suporte, dos vários módulos da torre e da ligação da turbina eólica *offshore* à rede elétrica, remoção das fundações e o transporte dos componentes para um novo local.

A estratégia do custo de desmantelamento é semelhante à escolhida por [77] que consiste em "cobrir estes custos utilizando o fundo de maneo obrigatório e ainda um fundo anual voluntário, o qual supõe um fluxo anual de 10% já com impostos". Neste caso, foi assumindo um fluxo negativo anual de 5% proveniente das receitas anuais, o que contabiliza um valor de reserva acumulada de **2 236 325 €** ao fim dos 5 anos.

7.3 Avaliação económica do projeto

Após conhecer os valores da produção anual de energia elétrica e dos custos estimados para o projeto, segue-se a avaliação económica do projeto. Após a determinação das receitas anuais ao longo do projeto e utilizando algumas métricas de avaliação, verifica-se se as receitas são suficientes para contrabalançar as despesas e ainda gerar lucro.

7.3.1 Métodos de avaliação financeira

De modo a auxiliar as decisões do (s) investidor (es) de um projeto de energia eólica, é comum utilizarem-se métricas tradicionais de avaliação como o valor atualizado líquido (VAL), a taxa interna de rentabilidade (TIR) e o período de retorno do investimento (PRI), como indica [79] e [76]. Um dos conceitos que convêm ter presente é o de taxa de atualização pois está relacionado com o VAL e a TIR.

- Taxa de atualização - A determinação desta taxa constitui um fator crítico da política de uma empresa, já que irá condicionar a aceitação ou rejeição de intenções de investimento e influenciar o seu futuro. Também é conhecida por custo de oportunidade do capital ou taxa mínima de rendibilidade do projeto e traduz a rendibilidade que o investidor exige para implementar um projeto de investimento e irá servir para atualizar os fluxos monetários (em inglês *cash flows*) gerados pelo mesmo [80].

A taxa de atualização k_e , pode ser descrita como sendo [81]:

$$k_e = R_f + R_p \times \beta \quad (7.5)$$

Sendo:

R_f – Taxa de juro isenta de risco [%]

R_p – Prémio de risco [%]

β – Risco sistemático da empresa [-].

A taxa de juro isenta de risco, é uma taxa de juro teórica à qual o investidor deverá poder investir sem qualquer risco de crédito, ou seja, com a total certeza de que será devolvido o seu capital e juros. O prémio de risco consiste na diferença entre a remuneração exigida pelos investidores em ações e as taxas de juro isentas de risco. Na prática, este diferencial espelha a remuneração adicional exigida pela tomada de risco do investimento em ações [82]. O parâmetro beta, mede a sensibilidade do investimento no título da empresa, relativamente aos movimentos no portfólio de mercado [83].

- Valor atualizado líquido (VAL) - corresponde ao valor líquido atual de um investimento, utilizando uma série de futuros pagamentos (valores negativos) e rendimentos (valores positivos), denominados por *cash flows* (fluxos monetários) e uma taxa de custo ou de atualização. É medido em unidades monetárias e é definido por [76] como:

$$VAL = \sum_{i=1}^{T=n} \frac{CF_i}{(1 + k_e)^i} - I \quad (7.6)$$

Sendo:

CF_i – *Cash flows* do projeto [€]

n – Número de *cash flows* [-]

k_e – Taxa de atualização ou taxa de custo do capital da empresa [%]

I – Investimento efetuado no início do projeto [€].

Após a determinação do VAL podem surgir três cenários [84]:

1. VAL inferior a zero, os *cash flows* gerados são insuficientes para pagar o investimento feito e o retorno exigido.
 2. VAL igual a zero, os *cash flows* gerados correspondem exatamente ao investimento feito mais o retorno exigido.
 3. VAL superior a zero, os *cash flows* gerados são superiores ao exigido.
- Taxa interna de rentabilidade (TIR) - Está interligada com o VAL e tem como objetivo encontrar o valor que a taxa de juro deve assumir para que o VAL seja zero. Corresponde também à taxa de juro recebida por um investimento que consiste em pagamentos (valores negativos) e receitas (valores positivos) que ocorrem em períodos regulares. O autor [76] sugere o cálculo da TIR pela expressão (7.7) e refere ainda que "se o custo de oportunidade do capital for menor que a TIR, o projeto de investimento é aceite".

$$0 = \sum_{i=1}^T \frac{CF_i}{(1 + TIR)^i} - I \quad (7.7)$$

No entanto, em termos de decisões investir/não investir, se o valor do VAL fornecer resultados contrários à TIR, a decisão deverá de ser feita com base no VAL [76]. Após a determinação do TIR podem surgir três cenários [84]:

1. TIR inferior à taxa de atualização, os *cash flows* gerados são insuficientes para pagar o investimento feito e o retorno exigido.
2. TIR igual à taxa de atualização, os *cash flows* gerados correspondem exatamente ao investimento feito mais o retorno exigido.
3. TIR superior à taxa de atualização, os *cash flows* gerados são superiores ao exigido.

- Período de retorno do investimento (PRI) - corresponde ao período de tempo necessário à recuperação do investimento realizado.

7.3.2 Tarifa de demonstração de conceito

A ENONDAS tem competência para propor o valor das tarifas a aplicar aos projetos inseridos no regime de demonstração de conceito, pré-comercial e comercial [49]. Após contacto com a empresa, constatou-se que ainda não existem tarifas para os regimes mencionados. Portanto optou-se por assumir a tarifa indicada por [85] para a zona piloto, para projetos em fase de demonstração, que é de 260 €/MWh, referindo que a "tarifa depende da potência instalada por tecnologia em Portugal e no estrangeiro e da qualidade da tecnologia e do projeto".

7.3.3 Cálculo do fluxo monetário anual

O fluxo monetário anual resulta do balanço entre as receitas e os custos anuais. Após conhecida a tarifa de demonstração de conceito e assumindo uma produção anual de energia de 15 025 MWh/ano, as receitas anuais provenientes da venda de energia elétrica à rede, calculam-se da seguinte forma:

$$R_{ANUAL} = E_{ANUAL} \times \text{Tarifa} \quad (7.8)$$

Sendo:

R_{ANUAL} – Receita anual [€].

Substituindo os valores na expressão 7.8, a receita anual fica:

$$R_{ANUAL} = 15\,025 \text{ MWh/ano} \times 260 \text{ €/MWh} = 3\,906\,500 \text{ €}.$$

O fluxo monetário anual pode ser determinado pela expressão:

$$CF_i = R_{ANUAL} - C_{ANUAL} - CD \quad (7.9)$$

Sendo:

C_{ANUAL} – Custo anual [€]

CD – Custo de desmantelamento [€].

Substituindo os valores na expressão 7.9, o fluxo monetário anual fica:

$$CF_i = 3\,906\,500 \text{ €} - 390\,000 \text{ €} - (2\,256\,794 \text{ €/5}) = 3\,065\,141 \text{ €}.$$

7.3.4 Cálculo da taxa de atualização

Para proceder ao cálculo da taxa de atualização é necessário determinar, como vimos anteriormente, a taxa de juro isenta de risco, o prémio de risco e o risco sistemático da empresa. A taxa de juro sem risco considerada foi de 3,41%. Este valor é apontado pela entidade reguladora dos serviços energéticos (ERSE) para o período regulado entre 2012 e 2014 [86]. O prémio de risco considerado foi de 5,1%. Este valor é referente à média histórica dos últimos 5 anos do mercado acionista europeu, considerando o índice Stoxx – 600 [82]. Quanto ao valor do risco sistemático da empresa o valor assumido foi de 1,06 [87]. Este valor está associado à empresa EDP Renováveis, por ser uma empresa cotada no PSI20 com forte presença no mercado mundial [76]. Substituindo os valores na expressão 7.4, a taxa de atualização fica:

$$k_e = 3,41\% + 5,1\% \times 1,06 = 8,82\% .$$

7.3.5 Cálculo das métricas financeiras

Recorrendo às funções VAL e TIR de uma folha de cálculo do Excel, determinou-se as métricas financeiras, estando os seus valores apresentadas na tabela 20. O PRI foi obtido por estimativa. O *cash flow* no ano 0 corresponde ao custo do investimento inicial e os restantes anos correspondem às receitas anuais.

Tabela 20 – Dados utilizados para o cálculo do VAL, TIR e PRI.

Ano	0	1	2	3	4	5
Cash flow [€]	-10 735 800 €	3 906 500 €	3 906 500 €	3 906 500 €	3 906 500 €	3 906 500 €
Cash flow anual [€]	-10 735 800 €	3 019 175 €	3 019 175 €	3 019 175 €	3 019 175 €	3 019 175 €
Cash flow atualizado [€]	-10 735 800 €	2 774 467 €	2 549 593 €	2 342 945 €	2 153 046 €	1 978 539 €
Cash flow acumulado [€]	-10 735 800 €	-7 961 333 €	-5 411 740 €	-3 068 795 €	- 915 748 €	1 062 791 €

Os resultados obtidos foram de um VAL de **1 062 791 €**, uma TIR de **12,6 %** e um PRI de **4,46** anos. Atendendo a que os valores do VAL e da TIR são superior a zero, os *cash flows* gerados são superiores ao exigido, ou seja, o projeto é viável do ponto de vista financeiro. Além disso, o PRI indica que ao fim de aproximadamente 4,46 anos, todo o investimento inicial é recuperado. Como termo de comparação, se considerarmos as mesmas condições na Irlanda, exceto na tarifa de 140€/MWh e na duração do projeto para 15 anos [88], o VAL seria de 2 765 956 €, a TIR de 13% e um PRI de 10 anos.

7.3.6 Análise de sensibilidade para a zona piloto

Para a avaliação económica deste projeto foram pressupostos alguns valores que poderão variar no momento da implementação do projeto. Os parâmetros escolhidos para a análise de sensibilidade foram o investimento inicial (I), a tarifa de atualização (K_e) e a tarifa de demonstração de conceito (T_r). De modo a medir a volatilidade destes parâmetros e o seu impacto no VAL, foram analisados três cenários:

- Cenário 1: K_e constante e I e T_r variáveis.
- Cenário 2: I constante e K_e e T_r variáveis.
- Cenário 3: T_r constante e K_e e I variáveis.

Tabela 21 – Análise de sensibilidade dos três cenários considerados

CENÁRIO 1		T_r (€/MWh)				
K_e constante		273	266,5	260	240,5	221
		105%	102,5%	100%	92,5%	85%
I (€)		VAL	VAL	VAL	VAL	VAL
-12 731 760	120%	- 321 061 €	- 702 715 €	- 1 084 369 €	-2 229 331 €	-3 374 293 €
-11 670 780	110%	752 519 €	370 865 €	- 10 789 €	-1 155 751 €	-2 300 713 €
-10 609 800	100%	1 826 099 €	1 444 445 €	1 062 791 €	- 82 171 €	-1 227 133 €
-10 079 310	95%	2 362 889 €	1 981 235 €	1 599 581 €	454 619 €	- 690 343 €
-9 018 330	85%	3 436 469 €	3 054 815 €	2 673 161 €	1 528 199 €	383 237 €
CENÁRIO 2		K_e (%)				
T_r constante		9,70	9,26	8,82	8,38	7,94
		110%	105%	100%	95%	90%
I (€)		VAL	VAL	VAL	VAL	VAL
-12 731 760	120%	-1 349 654 €	-1 218 220 €	- 1 084 369 €	- 948 043 €	- 809 183 €
-11 670 780	110%	- 276 074 €	- 144 640 €	- 10 789 €	125 537 €	264 397 €
-10 609 800	100%	797 506 €	928 940 €	1 062 791 €	1 199 117 €	1 337 977 €
-10 079 310	95%	1 334 296 €	1 465 730 €	1 599 581 €	1 735 907 €	1 874 767 €
-9 018 330	85%	2 407 876 €	2 539 310 €	2 673 161 €	2 809 487 €	2 948 347 €
CENÁRIO 3		K_e (%)				
I constante		9,70	9,26	8,82	8,38	7,94
		110%	105%	100%	95%	90%
T_r (€/MWh)		VAL	VAL	VAL	VAL	VAL
273,00	105%	1 543 651 €	1 683 588 €	1 826 099 €	1 971 244 €	2 119 088 €
266,50	102,5%	1 170 579 €	1 306 264 €	1 444 445 €	1 585 180 €	1 728 533 €
260,00	100%	797 506 €	928 940 €	1 062 791 €	1 199 117 €	1 337 977 €
240,50	92,5%	- 321 712 €	- 203 032 €	- 82 171 €	40 926 €	166 311 €
221,00	85%	-1 440 930 €	-1 335 005 €	- 1 227 133 €	-1 117 265 €	-1 005 355 €

Da tabela 21 conclui-se que, para uma taxa de atualização constante, se o custo do investimento inicial for 10% superior ao previsto, o projeto é viável se a tarifa for de 266,5 €/MWh ou 273 €/MWh. Considerando uma tarifa constante, se o custo de investimento for 10% acima do previsto, o projeto só é viável se a taxa de atualização for de 8.38% ou 7.94%. Quanto à tarifa, se baixar para 240,50€, o projeto só é viável se a taxa de atualização for de 8.38% ou 7.94%, sendo o custo do investimento inicial constante. Das três variáveis, o valor da tarifa de demonstração de conceito e o custo de investimento inicial são os parâmetros que mais influenciam o valor do VAL.

7.4 Conclusão

Relativamente à produção de energia anual, atendendo aos dados observados e disponibilizados, considera-se que os valores sobre o regime de vento obtidos na zona piloto constituem uma boa aproximação da estimativa da produção anual de energia. Os indicadores energéticos, NEPS e FC, em ambos os casos, revelam que é rentável a instalação de uma turbina eólica *offshore* na zona piloto.

Quanto aos custos do projeto, os mesmos foram calculados através de estudos realizados em diferentes países com condições físicas e técnicas diferentes das encontradas na zona piloto. O facto de os valores apresentados serem originários de custos com parques eólicos e para períodos de cerca de 20 anos, depreende-se de que os custos poderão estar sobredimensionados para este caso.

Considerando a tarifa bastante atrativa para os projetos de demonstração de conceito, apesar de ser apenas para períodos de 5 anos, tanto os custos de investimento inicial como os custos anuais, são superados pelas receitas geradas como se pode constatar pelo VAL e pela TIR. No entanto, da análise de sensibilidade conclui-se que se o valor do investimento inicial for ligeiramente superior ao estimado e se a tarifa de demonstração de conceito for inferior ao estimado, o projeto poderá não ser viável.

8. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Ao longo desta dissertação foram apresentados vários pontos que permitem concluir sobre a viabilidade da implantação de uma turbina eólica *offshore*, na zona de testes piloto portuguesa.

Sobre as torres de suporte atuais, foi demonstrado que as soluções existentes tem limitações económicas à medida que a profundidade de água aumenta e que além das atuais, existe a necessidade de novas soluções para zonas de águas intermédias e águas profundas. Uma dessas novas soluções estruturais poderá passar pela torre treliçada em betão pré-esforçado, que apesar do seu desenvolvimento estar numa fase inicial, mostra-se bastante promissor.

Os estudos realizados para a caracterização geofísica da zona piloto, tiveram como principal objetivo a viabilidade do desenvolvimento de tecnologias de aproveitamento de ondas. Deste modo, o estudo está direcionado para aspetos do potencial hidrodinâmico em detrimento da análise de condições para a instalação de aerogeradores. No entanto, foi possível apurar os valores para as ações hidrodinâmicas e aerodinâmicas. Contudo, os valores apresentados para o regime de vento do local necessitam de validação através da instalação de mastros meteorológicos com alturas próximas da altura de referência da turbina. Torna-se ainda necessário realizar o estudo das características do solo abaixo do nível médio do mar, através de ensaios de prospeção geotécnica, de modo a poder dimensionar com mais segurança a fundação do aerogerador *offshore*.

Da análise global dos esforços efetuada conclui-se que foi possível encontrar mais do que uma solução estrutural que cumpre os requisitos pré-estabelecidos, quer em termos de frequências quer em termos de estados limites últimos, sendo contudo necessário otimizar algumas dimensões das seções de betão armado na fase de projeto de execução. Através dos diagramas de esforços conclui-se que no geral o esforço normal é mais elevado na base e os momentos fletores são mais elevados no topo da torre, devido aos esforços transmitidos pela turbina eólica *offshore*. Em termos de ordem de grandeza, dos esforços analisados, o esforço axial transmitido às colunas é o esforço que se deve controlar. No cálculo da armadura longitudinal das colunas à flexão composta, verificou-se que o valor de cálculo dos momentos fletores é bastante inferior ao valor de cálculo do esforço axial, pelo que a determinação da taxa mecânica de armadura é na prática condicionada pelo valor do esforço normal reduzido. Quanto às diagonais, conclui-se que acima do nível do mar é suficiente ter apenas uma barra de pré-esforço de 47 mm de diâmetro e que abaixo do nível do mar será necessário ter mais do que uma barra de pré-esforço por diagonal.

Quanto à implantação do aerogerador no local, devido à inexperiência em Portugal neste tipo de operações no mar e para este tipo de fundação tiveram-se, neste estudo, como referência os navios utilizados em operações em parque eólicos no mar do Norte. Uma vez que tanto o fundo do mar como as condições climáticas são bem diferentes da costa portuguesa, tal assunção poderá levar a um sobredimensionamento dos custos do transporte bem como dos meios necessários. Importa referir ainda que, a torre de suporte não entrou ainda em fase de produção pelo que a fase de montagem teve de ser elaborada utilizando como aproximação as estruturas *jacket* metálicas, pelo que as operações de produção e montagem poderão não corresponder ao que foi descrito. No entanto, o processo descrito é uma das possibilidades para esta solução estrutural. A ligação entre a turbina eólica *offshore* e a rede elétrica será neste caso privilegiada, pelo facto de tanto a batimetria da implantação do aerogerador como o terminal do cabo submarino da ENONDAS ser aos 50 metros, evitando custos nos cabos elétricos na ligação.

Relativamente à produção de energia anual, atendendo aos dados observados e disponibilizados, considera-se que os valores sobre o regime de vento obtidos na zona piloto constituem uma boa aproximação da estimativa da produção anual de energia. Os indicadores energéticos, NEPS e FC, em ambos os casos, revelam que é rentável a instalação de uma turbina eólica *offshore* na zona piloto.

Quanto aos custos do projeto, os mesmos foram calculados através de estudos realizados em diferentes países com condições físicas e técnicas diferentes das encontradas na zona piloto. O facto de alguns valores apresentados serem originários de custos com parques eólicos e para períodos de cerca de 20 anos, poderá fazer com que os custos apresentados para este caso estejam sobredimensionados.

No entanto, considerando a tarifa bastante atrativa para os projetos de demonstração de conceito, apesar de ser apenas para períodos de 5 anos, tanto os custos de investimento inicial como os custos anuais, são superados pelas receitas geradas como se pode constatar pelo VAL e pela TIR. Da análise de sensibilidade conclui-se que se o valor do investimento inicial for ligeiramente superior ao estimado e se a tarifa de demonstração de conceito for inferior ao estimado, o projeto poderá necessitar de um período superior a 5 anos para a sua viabilidade.

8.1 TRABALHOS FUTUROS

A análise da torre de suporte apresentada nesta dissertação teve como propósito fazer parte de uma série de estudos que necessitam de ser realizados, de modo a assegurar a sua total funcionalidade e segurança.

As temáticas que deverão de ser alvo de mais estudos são as seguintes: Otimização da solução estrutural em termos de dimensões das peças de betão pré-fabricado e de pré-esforço, de modo a verificar as frequências naturais a que está sujeita, bem como as armaduras de betão armado; estudo sobre o tipo de ligações mais viáveis entre os vários elementos; estudo sobre a implementação do aerogerador em diferentes profundidades e em diferentes alturas; estudo sobre a peça de transição adequada entre a torre e a turbina eólica; estudo sobre a influência da fadiga na estrutura; Testes em termos de dimensionamento tanto da turbina eólica *offshore* como da torre de suporte obtidos por outros *softwares*, tais como o Bladed da GL Garrad Hassan, o ANSYS, o FAST da NREL ou ainda o SESAM da DNV, de modo a poder comparar resultados. Por fim, também se revela importante, um estudo sobre a fabricação dos elementos da torre de suporte nomeadamente das colunas, vigas e diagonais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] “Livos Energy,” 2012. [Online]. Available: http://www.livosenergy.com/wind-turbines/how-it-all-works/#.Uf_LIm3OBbg. [Acedido em 5 Agosto 2013].
- [2] N. Albuquerque, “Sandia National Laboratories,” 30 Julho 2012. [Online]. Available: https://share.sandia.gov/news/resources/news_releases/vawts/#.Uf-6wW3OBbg. [Acedido em 05 Agosto 2013].
- [3] D. Salzmann, “Dynamic Response Calculations of Offshore Wind Turbine Monopile Support Structures,” Delft University of Technology, Delft, 2004.
- [4] J. Limpo, “Assessment of Offshore Wind Energy in Portuguese Shallow Waters,” Instituto Superior Técnico - Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2011.
- [5] EWEA, “The European offshore wind industry - key trends and statistics 1st half 2013,” 12 Julho 2013. [Online]. Available: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA_OffshoreStats_July2013.pdf. [Acedido em 12 Agosto 2013].
- [6] A. Natarajan, “An overview of the state of the art technologies for multi-MW scale offshore wind turbines and beyond,” *WIREs Energy Environ* 2013. doi: 10.1002/wene.80, p. 11, 2013.
- [7] Março 2009. [Online]. Available: <http://www.wind-energy-the-facts.org/documents/download/Chapter1.pdf>. [Acedido em 5 Agosto 2013].
- [8] AMSC, “http://www.amsc.com/windtec/turbine_designs-licenses.html,” 15 Março 2012. [Online]. Available: <http://www.amsc.com/documents/seatitan-10-mw-wind-turbine-data-sheet/>. [Acedido em 12 Agosto 2013].
- [9] J. Peeringa, R. Brood, O. Ceyhan, W. Engels e G. d. Winkel, “Upwind 20MW Wind Turbine Pre-Design,” Dezembro 2011. [Online]. Available: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2011/e11017.pdf>. [Acedido em 12 Agosto 2013].
- [10] X. Sun, D. Huang e G. Wu, “The current state of offshore wind energy technology development,” *Elsevier*, pp. 298-312, 2012.
- [11] W. Musial e S. Butterfield, “Energy from Offshore Wind,” em *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, 2006.
- [12] J. F. Cunha e R. Onofrei, “Instituto nacional da propriedade industrial. Energia Oceânica,” 8 Fevereiro 2011. [Online]. Available:

- http://www.marcaspatentes.pt/files/collections/pt_PT/1/300/302/Energia%20Oce%C3%A2nica.pdf. [Acedido em 7 Agosto 2013].
- [13] P. Costa, T. Simões e A. Estanqueiro, “Sustainable Offshore Wind Potential in Continental Portugal,” LNEG/INETI – Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Lisboa, 2011.
- [14] T. Fischer, Endowed Chair of Wind Energy (SWE), Universität Stuttgart, Stuttgart, 2010.
- [15] C. Chastre e V. Lúcio, “Torres pré-fabricadas de betão para suporte de turbinas eólicas,” em *Estruturas Pré-Moldadas no Mundo - Aplicações e Comportamento Estrutural*, Fundação da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa, 2012. Caparica, pp. 91-106.
- [16] C. Chastre e V. Lúcio, “Precast Concrete Towers for Wind Energy Generators - Design issues,” em *Precast Concrete Towers for Wind Energy Generators, Válder Lúcio, et al., Editores*, Fundação da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa, 2012. Caparica, pp. 63-115.
- [17] F. Bomtempi, H. Li e F. Petrini, “Basis of design and numerical modeling of offshore wind turbines,” *Structural Engineering and Mechanics, Vol. 36, No. 5*, pp. 599-624, 2010.
- [18] J. Manwell, J. McGowan e A. Rogers, Wind energy explained, New York: 2ª Edição, Wiley, 2009.
- [19] NP EN 1990. *Bases para o projecto de estruturas*, Documentos impressos. Instituto Português da Qualidade. Caparica, 2009.
- [20] NP EN 1991-1-4. *Eurocódigo 1 - Ações em Estruturas. Parte 1.4: Ações Gerais. Ações do Vento*, Documentos impressos. Instituto Português da Qualidade. Caparica, 2010.
- [21] NP EN 1992-1-1. *Eurocódigo 2: Projecto de estruturas de betão. Parte 1-1: Regras gerais e regras para edifícios*, Documentos impressos. Instituto Português da Qualidade. Caparica, 2008.
- [22] NP EN 1998-1. *Eurocódigo 8 – Projecto de estruturas para resistência aos sismos. Parte 1: Regras gerais, acções sísmicas e regras para edifícios*, Documentos impressos. Instituto Português da Qualidade. Caparica, 2010.
- [23] T. Vrouwenvelder, H. Steenbergen, O. Kraus e C. Butz, “DEVELOPMENT OF SKILLS FACILITATING IMPLEMENTATION OF EUROCODES - HANDBOOK 3,” The Leonardo da Vinci Pilot Project CZ/02/B/F/PP-134007, Aachen, 2005.
- [24] N. Tesouro, “Aspectos Estruturais no Comportamento de Estruturas Offshore,” Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa, Lisboa, 2010.
- [25] DNV-OS-C101, Design of Offshore Steel Structures, General (LRFD Method), Norway: DET NORSKE VERITAS AS, 2004.
- [26] DNV-OS-J101, Design of Offshore Wind Turbine Structures, Norway: DET NORSKE VERITAS AS, 2013.
- [27] DNV-OS-C502, Offshore Concrete Structures, Norway: DET NORSKE VERITAS AS, 2012.

- [28] DNV-RP-C205, DNV-RP-C205 - Enviromental Conditions and Enviromental Loads, Norway: DET NORSKE VERITAS AS, 2010.
- [29] DNV and Risø, Guidelines for Design of Wind Turbines, Denmark: DNV/Risø, 2002.
- [30] API RP 2A-WSD, *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design*, Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2005.
- [31] DYWIDAG-SYSTEMS INTERNATIONAL, *DYWIDAG sistema de pré-esforço com barra rosçada*, 2005.
- [32] J. v. d. Tempel, “Design of Support Structures for Offshore Wind Turbines,” Technische Universiteit Delft, Delft, 2006.
- [33] F. Martins, R. Guarnieri e E. Pereira, “Revista Brasileira de Ensino de Física,” 2008. [Online]. Available: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1806-11172008000100005. [Acedido em 20 Julho 2013].
- [34] F. Pimenta, W. Kempton e R. Garvine, “Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil,” *Elsevier*, pp. 1-13, 16 Junho 2008.
- [35] K. Argyriadis, “Recommendations for design of offshore wind turbines External Conditions, state of the art,” Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Hamburg, 2003.
- [36] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins e E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, England, ISBN 0-471-48997-2: John Wiley & Sons Ltd, 2001.
- [37] A. Burlibaşa e E. Ceangă, “Rotationally sampled spectrum approach for simulation of wind speed turbulence in large wind turbines,” *Elsevier*, p. 624–635, 2013.
- [38] E. Hau, *Wind Turbines- Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, Munich: 2ª Edição, Springer Verlag, 2005.
- [39] *ISO 19901-1*, Geneva, Switzerland: International Organization for Standardization, 2005.
- [40] N. Barltrop e A. Adams, *Dynamics of Fixed Marine Structures*, Great Britain: Butterworth-Heinemann Ltd, 1991.
- [41] Instituto Hidrográfico, “Caracterização Geofísica da Zona Piloto,” Lisboa, 2012.
- [42] G. Albuquerque, “Modelagem e Simulação da Dinâmica de Bóias de Superfície Ancoradas,” Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- [43] *IEC 61400-3 - Design requirements for offshore wind turbines*, Edition 1.0, International Electrotechnical Commission, 2009.

- [44] W. Shi, H. Park, J. Han, S. Na e C. Kim, “A study on the effect of different modeling parameters on the dynamic response of a jacket-type offshore wind turbine in the Korean Southwest Sea,” *Renewable Energy, Elsevier*, pp. 50-59, 2013.
- [45] H.-C. Park, W. Shi, J.-H. Baek, C.-W. Kim, Y.-C. Kim e H.-K. Shin, “Study on the Marine Growth Effect on the Dynamic Response of Offshore Wind Turbines,” *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing*, pp. 1167-1176, 2012.
- [46] F. Costa, “Carregamento hidrodinâmico sobre uma estrutura cilíndrica esbelta, proveniente de ondas e correntes oceânicas,” *Revista_FSMA*, pp. 1-10, 2009.
- [47] S. Chakrabarti, *Hydrodynamics of Offshore Structures*, Computational Mechanics Publications, 1987.
- [48] H. Lopes, “Comparação do Eurocódigo 8 com o RSA/REBAP,” Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2007.
- [49] *Decreto lei nº 5/2008*, Diário da República, 1.ª série - MINISTÉRIO DA DEFESA NACIONAL, 2008.
- [50] F. van Gerven, “Optimising the Design of a Steel Substructure for Offshore Wind Turbines in Deeper Waters,” Delft University of Technology, Delft, 2011.
- [51] Y. Zhao, J. Yang e Y. He, “Preliminary Design of a Multi-Column TLP Foundation for a 5-MW Offshore Wind Turbine,” *Energies*, pp. 3874-3891, 15 Outubro 2012.
- [52] T. A. Fischer, “Load Mitigation of an Offshore Wind Turbine by Optimization of Aerodynamic Damping and Vibration Control,” Technical University of Denmark, Stuttgart, 2006.
- [53] L. Guerreiro, “Acção sísmica,” Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2011.
- [54] K. Ondrej, “CSI KNOWLEDGE BASE,” Computers and Structures Inc, 15 Maio 2013. [Online]. Available: <https://wiki.csiamerica.com/display/kb/P-Delta+effect>. [Acedido em 30 Dezembro 2013].
- [55] A. Mike, “CSI KNOWLEDGE BASE,” Computers and Structures Inc, 25 Junho 2012. [Online]. Available: <https://wiki.csiamerica.com/display/kb/How+to+include+P-Delta+effect+in+analysis>. [Acedido em 30 Dezembro 2013].
- [56] Computers and Structures, Inc., “SAP2000 - 11 Modal Time History Analysis,” 2013. [Online]. Available: <http://www.csiamerica.com/sap2000/watch-and-learn#page=page-1>. [Acedido em 29 Novembro 2013].
- [57] CSI Analysis Reference Manual, Berkeley, California, USA: Computers and Structures, Inc., Junho 2008.
- [58] A. Gomes e J. Vinagre, “Betão Armado e Pré-esforçado. Tabelas de Cálculo. Volume III,” Instituto Superior Técnico. Departamento de Engenharia Civil, Lisboa, Setembro 1997.
- [59] F. J. Brughuis, “Precast Concrete Towers for Wind Energy Generators,” em *Seminar PrecastWind 2012*, Caparica, 2012.

- [60] W. Gong, “Lattice Tower Design of Offshore Wind Turbine Support Structures,” Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2011.
- [61] M. van Wijngaarden, “Concept design of steel bottom founded support structures for offshore wind turbines,” Delft University of Technology, Delft, 2013.
- [62] SBM Atlantia, “Wind Turbine Installation Vessels,” 14 Setembro 2010. [Online]. Available: <http://higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/SNAME/1dcdb863-8881-4263-af8d-530101f64412/UploadedFiles/13c16ba0e797482a8e1e5463f6114053.pdf>. [Acedido em 29 Janeiro 2013].
- [63] “LORC Knowledge,” 28 Abril 2011. [Online]. Available: <http://lorc.e-kvator.com/Knowledge/Wind/Support-structures/Jacket>. [Acedido em 07 Agosto 2013].
- [64] “LEENARS BV,” 2011. [Online]. Available: <http://www.leenaars-bv.nl/index.php/wind-turbine-installation.html>. [Acedido em 8 Agosto 2013].
- [65] “Ocean Energy Council,” 2012. [Online]. Available: <http://www.oceanenergycouncil.com/index.php/Offshore-Wind/Offshore-Wind-Energy.html#4>. [Acedido em 20 Setembro 2013].
- [66] AWS Truewind, “Offshore Wind Technology Overview,” Albany, New York, 2009.
- [67] 11 Fevereiro 2013. [Online]. Available: <http://www.corporatejetinvestor.com/articles/bond-supports-largest-wind-farm-029>. [Acedido em 7 Agosto 2013].
- [68] T. Fischer, W. de Vries e B. Schmidt, Upwind WP4 Design Basis. Stuttgart: Endowed Chair of Wind Energy (SWE) at the Institute of Aircraft Design Universität Stuttgart, 2010.
- [69] W. de Vries, Delft University of Technology, Delft, 2011.
- [70] C. Elkinton, J. Manwell, A. Rogers e J. McGowan, “Review of design conditions applicable to offshore wind energy systems in the United States,” pp. 210-234, 18 Janeiro 2005.
- [71] R. Castro, “Introdução à Energia Eólica Rui Castro IST Edição 4,” Maio 2009. [Online]. Available: http://www.4shared.com/office/L5xHaw_j/Introduo__Energia_Elica_Rui_Ca.html. [Acedido em 31 Julho 2013].
- [72] P. Costa, Disponível para download em <http://194.117.7.100/docs/PauloCostaMSc.pdf>, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2004.
- [73] G. Philip e S. Mathew, Advances in Wind Energy Conversion Technology, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2011.
- [74] S. Meier e P. Kjaer, “Benchmark of Annual Energy Production for Different Wind Farm Topologies,” [Online]. Available: http://www.ee.kth.se/php/modules/publications/reports/2005/IR-EE-EME_2005_015.pdf. [Acedido em 31 Julho 2013].

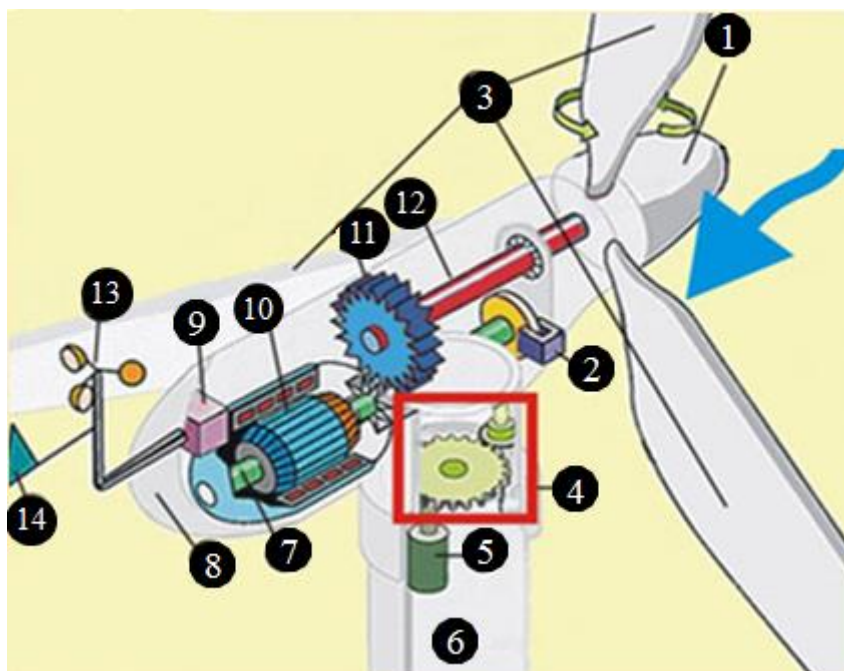
- [75] IEC 61400-12-2 - *Power performance of electricity producing wind turbines based*, International Electrotechnical Commission, IEC, 2011.
- [76] J. Jacinto, “Avaliação do projecto de investimento de três parques eólicos em ambiente onshore e offshore,” Instituto Superior de Contabilidade e Administração de Lisboa, Lisboa, 2011.
- [77] B. C. Lorenzo, R. B. Antépara e I. D. Huerta, “Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español,” *E.T.S.I. Navales (UPM)*, pp. 1-41, 2010.
- [78] G. Garcia, “Avaliação Económica de Centrais Eólicas e Fotovoltaicas em Portugal Continental. Análise de Sensibilidade,” Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, Lisboa, 2013.
- [79] J. A. Sousa, *EER – Economia das Energias Renováveis*, Caparica: FCT/UNL, 2012.
- [80] R. Abreu, “Viabilidade Económico-Financeira do Projecto de Investimento,” Escola Superior de Tecnologia e Gestão - Instituto Politécnico da Guarda, Guarda, 2007.
- [81] “atm wikinveste,” 2008. [Online]. Available: <http://www.associacaodeinvestidores.com/wikinveste/index.php?title=WACC>. [Acedido em 13 Setembro 2013].
- [82] J. Fernandes, 30 Novembro 2011. [Online]. Available: <http://www.bancoinvest.pt>. [Acedido em 10 Setembro 2013].
- [83] C. Barros, *DECISÕES DE INVESTIMENTO E FINANCIAMENTO DE PROJECTOS*, Lisboa: Edições Sílabo, 2000.
- [84] J. F. Oliveira, *ANÁLISE DE PROJECTOS DE INVESTIMENTO*, Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [85] A. Sarmento, “Recursos Energéticos Renováveis - Power-Points (lectures),” 19 Abril 2009. [Online]. Available: <https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/660106/1/Antonio%20Sarmiento%20Port%201h.ppt>. [Acedido em 19 Setembro 2013].
- [86] REN, 18 Outubro 2011. [Online]. [Acedido em 13 Setembro 2013].
- [87] A. Damodaran, “Damodaran Online,” Janeiro 2013. [Online]. Available: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/pc/datasets/Eurocompfirm.xls>. [Acedido em 12 Setembro 2013].
- [88] KPMG (2010) *Offshore Wind in Europe – 2010 Market Report*. s.l., [Online]. Available: <http://www.southbaltic-offshore.eu/news/imgs-media/Offshore-Wind-in-Europe-2010-Market-Report.pdf>. [Acedido em 6 Janeiro 2014].
- [89] S. Manenti e F. Petrini, “Dynamic Analysis of an Offshore Wind Turbine: Wind-Waves Nonlinear,” em *Earth and Space 2010: Engineering, Science, Construction*, Rome, 2010.

- [90] F. Petrini, S. Manenti, K. Gkoumas e F. Bontempi, *Structural Design and Analysis of Offshore Wind*, Brentwood: Multi-Science Publishing Company, 2010.
- [91] I. Staffell, “W1P5 Wind Turbine Power Curves,” *Imperial College Lindon*, pp. 1-6, Março 2012.
- [92] I. Lotfy, “Prestressed Concrete Wind Turbine Supporting System,” University of Nebraska - Lincoln, Nebraska, 2012.
- [93] J. Wheeler, “Method for Calculating Forces Produced by Irregular,” *J. of Petroleum Technology*, pp. 359-367, 1970.
- [94] em *Manual Hydraulic Structures - CT3330*, Delfy, Delft University of Technology, 2011, pp. 112-115.
- [95] J. Pina, “Tecnologias em Energias Renováveis II,” Faculdade Ciências e Tecnologias, Universidade Nova de Lisboa, Caparica, 2012.
- [96] P. Costa e A. Estanqueiro, “Development and Validation of the Portuguese Wind Atlas,” p. 9, March 2006.
- [97] 2012. [Online]. Available: http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte/RE_PP_5M_uk.pdf. [Acedido em 06 Agosto 2013].
- [98] GL, “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines,” Germanischer Lloyd, Hamburg, 2005.
- [99] “<http://www.pretensa.com.pt>,” 2009. [Online]. Available: http://www.pretensa.com.pt/upload/pdf/content_products/hofHrPw9/StayCable2009.pdf. [Acedido em 7 Agosto 2013].
- [100] “www.nrel.gov,” [Online]. [Acedido em 07 Agosto 2013].
- [101] M. B. C. Salles, J. R. Cardoso e K. Hameyer, “Dynamic modeling of transverse flux permanent magnet generator for wind turbines,” *Journal of Microwaves, Optoelectronics and Electromagnetic Applications*, vol.10, n.1, pp. 95-105, Junho 2011.
- [102] L. Freris, *Wind Energy Conversion Systems*, United Kingdom, ISBN 0-13-960527-4: Prentice Hall International, 1990.
- [103] D. Winkelaar, “SWIFT, Program for Three-Dimensional Wind Simulation, Part1: Model Description and Program Verification,” ECN, ECN-R--92-013, The Netherlands, 1992.
- [104] M. Segeren, *Support Structure Design - Offshore Wind Farm Design*, Delft: VSSD, 2013.
- [105] H. Santos, B. Saraiva e E. Simões, “Turbinas Eólicas,” Instituto Superior de Engenharia de Coimbra - Departamento de Engenharia Mecânica, Coimbra, 2013.

- [106] M. Robinson e W. Musial, “Offshore Wind Technology Overview,” 10 Outubro 2006. [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/gen/fy07/40462.pdf>. [Acedido em 20 Agosto 2013].
- [107] M. Bilgili, A. Yasar e E. Simsek, “Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 15(2):905-15, 2011.
- [108] R. Castro, “Introdução à Avaliação Económica de Investimentos (edição 4.1),” 29 Fevereiro 2008. [Online]. [Acedido em 02 Agosto 2013].
- [109] D. Ferreira, Fusões, aquisições e reestruturação de empresas, Vol. II, Lisboa: Edições Sílabo, 2002.
- [110] API, *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design (API RP 2A-WSD)*, Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2005.
- [111] M. Mol, 2010. [Online]. Available: https://afdelingen.kiviniria.net/media-afdelingen/DOM100000169/Verslagen/20101125-Hoe_diep_wil_je_gaan/04.Atrium.1_Offshore_Windturbine_Installatie_Hoe_Hoog_Kun_Je_Gaan_-_ir._M._Mol_%28Gusto_MSC%29.pdf. [Acedido em 29 Janeiro 2013].
- [112] “OMIE,” 2013. [Online]. Available: <http://www.omie.es/pt/inicio>. [Acedido em 13 Setembro 2013].
- [113] *Decreto-Lei n.º 225/2007*, DIÁRIO DA REPÚBLICA—I SÉRIE-A. MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DA INOVAÇÃO, 2007.
- [114] *Decreto-Lei n.º 33 A/2005*, DIÁRIO DA REPÚBLICA—I SÉRIE-A. MINISTÉRIO DAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS E DO TRABALHO, 2005.
- [115] A. S. d. Costa, “Apren | Associação de Energias Renováveis - Editorial,” Setembro 2013. [Online]. Available: <http://www.apren.pt/gca/?id=492>. [Acedido em 13 Setembro 2013].
- [116] “IEC 60050 - International Electrotechnical Vocabulary,” International Electrotechnical Commission, 2013. [Online]. Available: <http://www.electropedia.org>. [Acedido em 25 Novembro 2013].
- [117] *IEC 61400-1 - Wind turbines: Design requirements*, Brussels: European Committee for Electrotechnical Standardization, 2005.

ANEXOS

Anexo A - Principais componentes de uma Turbina Eólica



- 14. Rotor
- 15. Travão de disco
- 16. Pás do rotor
- 17. Mecanismo de orientação direcional
- 18. Motor do mecanismo de orientação direcional
- 19. Torre de suporte
- 20. Veio de alta velocidade
- 21. *Nacelle*
- 22. Sistema de controlo
- 23. Gerador
- 24. Caixa de engrenagens
- 25. Veio de baixa velocidade
- 26. Anemómetro
- 14. Catavento

Figura A.1 – Componentes principais de uma turbina eólica típica, adaptado [1]

Rotor – Elemento que une as pás e o cubo.

Travão de disco – Pode ser ativado mecanicamente, eletricamente ou hidraulicamente de modo a parar a rotação do rotor.

Sistema de controlo – Regula as operações de cut-in e cut-out, para garantir a segurança.

Gerador – Máquina que transforma a rotação do veio de alta velocidade em energia elétrica.

Motor do mecanismo de orientação direcional – Motor que liga o mecanismo de orientação direcional.

Torre de suporte – Torre que suporta uma turbina eólica.

Veio de alta velocidade – Veio que liga ao gerador.

Nacelle – Local onde está a maquinaria de uma turbina eólica, exceto o rotor.

Pás do rotor – Elementos moldados aerodinamicamente. O vento sopra sobre as pás causando uma força de sustentação que faz o rotor rodar.

Mecanismo de orientação direcional – Permite que o rotor enfrente o vento à medida que a sua direção muda.

Caixa de engrenagens – Engrenagem que liga o veio de baixa velocidade ao eixo de alta velocidade.

Veio de baixa velocidade – Veio que é rodado pelo rotor. Liga o cubo do rotor e a caixa de engrenagens.

Anemómetro – Mede a velocidade do vento e transmite-a ao sistema de controlo.

Catavento – Mede a direção do vento e transmite-a ao sistema de controlo.

Anexo B – SAP 2000 - análise modal e efeito P-Delta

As figuras seguintes ilustram, como exemplo, a seleção do efeito P- Delta e da análise modal para o caso do sismo, sendo o outro caso realizado de forma semelhante.

Load Case Data - Nonlinear Static

Load Case Name: P-DELTA-SISMO [Set Def Name] [Modify/Show...]

Load Case Type: Static [Design...]

Initial Conditions:

- ☒ Zero Initial Conditions - Start from Unstressed State
- ☐ Continue from State at End of Nonlinear Case []

Important Note: Loads from this previous case are included in the current case

Analysis Type:

- ☐ Linear
- ☒ Nonlinear
- ☐ Nonlinear Staged Construction

Geometric Nonlinearity Parameters:

- ☐ None
- ☒ P-Delta
- ☐ P-Delta plus Large Displacements

Modal Load Case:

All Modal Loads Applied Use Modes from Case: MODAL-SISMO []

Loads Applied:

Load Type	Load Name	Scale Factor
Load Pattern	DEAD	1.
Load Pattern	DEAD	1.
Load Pattern	PRE-ESFORÇO	1.

Other Parameters:

Load Application: Full Load [Modify/Show...]

Results Saved: Final State Only [Modify/Show...]

Nonlinear Parameters: Default [Modify/Show...]

[OK] [Cancel]

Figura B.1 – Exemplo da seleção do efeito P – Delta no SAP 2000

Load Case Data - Modal

Load Case Name: MODAL-SISMO [Set Def Name] [Modify/Show...]

Load Case Type: Modal [Design...]

Stiffness to Use:

- ☐ Zero Initial Conditions - Unstressed State
- ☒ Stiffness at End of Nonlinear Case [P-DELTA-SIS]

Important Note: Loads from the Nonlinear Case are NOT included in the current case

Type of Modes:

- ☐ Eigen Vectors
- ☒ Ritz Vectors

Number of Modes:

Maximum Number of Modes: 4

Minimum Number of Modes: 1

Loads Applied:

Load Type	Load Name	Maximum Cycles	Target Dynamic Participation Ratios (%)
Accel	UX	0	99.
Accel	UX	0	99.

[Add] [Modify] [Delete]

[OK] [Cancel]

Figura B.2 – Exemplo da seleção da análise modal considerando o efeito P – Delta no SAP 2000

Anexo C – Seleções na modelação: seleção do tipo de série temporal e combinação de ações

Para as oito primeiras combinações, as ações a combinar são o vento e as ondas com os respetivos coeficientes de segurança. Como referido anteriormente, é necessário selecionar as opções indicadas a vermelho na figura C.1. Selecionou-se "None" nos parâmetros da não linearidade geométrica, pois esse parâmetro já está considerado no caso de carga P – Delta respetivo, ao selecionar "Continue from State at End of Nonlinear Case". É importante ainda introduzir os dados dos intervalos de tempo das séries temporais.

Load Case Data - Nonlinear Direct Integration History

Load Case Name: WAVE0+W0 [Set Def Name] [Modify/Show...]

Load Case Type: Time History [Design...]

Initial Conditions:

- ☐ Zero Initial Conditions - Start from Unstressed State
- ☒ Continue from State at End of Nonlinear Case [P-DELTA - W-] [Important Note: Loads from this previous case are included in the current case]

Modal Load Case:

Use Modes from Case: MODAL - W+ []

Analysis Type:

- ☐ Linear
- ☒ Nonlinear

Time History Type:

- ☐ Modal
- ☒ Direct Integration

Geometric Nonlinearity Parameters:

- ☒ None
- ☐ P-Delta
- ☐ P-Delta plus Large Displacements

Loads Applied:

Load Type	Load Name	Function	Scale Factor
Load Pattern	WAVE_0	TH_6	1,35
Load Pattern	TURBINA	TH_Turbina	1,
Load Pattern	VENTO_10	TH_10	1,
Load Pattern	VENTO_11	TH_11	1,
Load Pattern	VENTO_12	TH_12	1,
Load Pattern	VENTO_6	TH_6	1,

[Add] [Modify] [Delete]

☐ Show Advanced Load Parameters

Time Step Data:

Number of Output Time Steps: 921

Output Time Step Size: 0,25

Time History Motion Type:

- ☒ Transient
- ☐ Periodic

Other Parameters:

Damping: Proportional Damping [Modify/Show...]

Time Integration: Hilber-Hughes-Taylor [Modify/Show...]

Nonlinear Parameters: Default [Modify/Show...]

[OK] [Cancel]

Figura C.1 – Exemplo da seleção de uma combinação da ação do vento com as ondas no SAP 2000

No caso das quatro combinações sísmicas o procedimento é semelhante, mudando apenas as ações e direções aplicadas bem como os dados dos intervalos de tempo das séries temporais.

Load Case Data - Nonlinear Direct Integration History

Load Case Name

Notes

Load Case Type

Initial Conditions
☐ Zero Initial Conditions - Start from Unstressed State
☒ Continue from State at End of Nonlinear Case
Important Note: Loads from this previous case are included in the current case

Analysis Type
☐ Linear
☒ Nonlinear

Time History Type
☐ Modal
☒ Direct Integration

Modal Load Case

Geometric Nonlinearity Parameters
☒ None
☐ P-Delta
☐ P-Delta plus Large Displacements

Loads Applied

Load Type	Load Name	Function	Scale Factor
Accel	U1	SISM01	1,
Accel	U1	SISM01	1,
Accel	U2	SISM01	0,3

☐ Show Advanced Load Parameters

Time Step Data
Number of Output Time Steps
Output Time Step Size

Time History Motion Type
☒ Transient
☐ Periodic

Other Parameters
Damping
Time Integration
Nonlinear Parameters

Figura C.2 – Exemplo da seleção de uma combinação da ação do vento com as ondas no SAP 2000